МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему: Аналіз конструктивних елементів мікро-ГЕС

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1454
спеціальності 145 – Віднолювальні джерела енергії та гідроенергетика
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Гідроенергетика
(назва освітньої програми)
Д.Ю. Мемрук
(ініціали та прізвище)

Керівник к.т.н., доц., Радченко В.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент д.т.н., доц.. Саблін О.І
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут_____
Кафедра____Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти____другий (магістерський) рівень_____
Спеціальність __145 – Віднолювальні джерела енергії та гідроенергетика
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Гідроенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
д.т.н., проф._____В.Л. Коваленко
«_____»_____2025__року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

_____Мемрук Дмитро Юрійович_____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1Тема роботи: Аналіз конструктивних елементів мікро-ГЕС

_____
керівник роботи ___Радченко В.В._____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «_27_»_02__2025__року №_313 - с_____
Строк подання студентом роботи _____01 грудня 2025 р._____

1 Вихідні дані до роботи: Технічна характеристика елементів мікро-ГЕС, , характеристика існуючої системи керування

2 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) _1) Теоретичні основи та класифікація мікро-гес 2)__Оптимізація проектування малих гідроелектростанцій руслового типу на основі показника LCOE (наведена вартість електроенергії) 3) Реалізація оптимізація проектування малих гідроелектростанцій руслового типу на основі показника LCOE

Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) _1) Мета, постановка задачі дослідження; 2,3,4) *Класифікація мікро-ГЕС 5,6,7) Матеріали та методи: опис розробленої моделі ; 8) Код програми,9,10) Висновки*

2 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Радченко В.В. к.т.н. доцент		
Розділ 2	Радченко В.В. к.т.н. доцент		
Розділ 3	Радченко В.В. к.т.н. доцент		

3 Дата видачі завдання 01.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Теоретичні основи та класифікація мікро-гес	30.09.2025	
2	Оптимізація проектування малих гідроелектростанцій руслового типу на основі показника LCOE (наведена вартість електроенергії)	15.10.2025	
3	Реалізація оптимізація проектування малих гідроелектростанцій руслового типу на основі показника LCOE	25.11.2025	

Студент _____ Д.Ю. Мемрук
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ В.В. Радченко
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ С.В. Башлій
(підпис) (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Мемрук Дмитро Юрійович: Аналіз конструктивних елементів мікро-ГЕС

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 145 – Віднолювальні джерела енергії та гідроенергетика, науковий керівник к.т.н., доц., Радченко В.В. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2025.

У роботі розглянуто проблему підвищення економічної ефективності проєктування руслових мікро-гідроелектростанцій у контексті розвитку відновлюваної енергетики України. Актуальність дослідження зумовлена необхідністю децентралізації енергопостачання, зниження залежності від викопних палив та забезпечення сталого розвитку гірських і віддалених територій, зокрема Карпатського регіону, який характеризується значним гідроенергетичним потенціалом малих річок.

У роботі обґрунтовано доцільність застосування показника наведеної вартості електроенергії (LCOE) як інтегрального критерію оцінювання економічної ефективності руслових мікро-ГЕС. Показано, що використання LCOE дозволяє комплексно врахувати капітальні витрати, експлуатаційні та ремонтні витрати, витрати на підключення до електричних мереж, вплив інфляції, ставки дисконту, строк служби обладнання та обсяг виробленої електроенергії протягом життєвого циклу електростанції.

На основі аналізу теоретичних положень мікрогідроенергетики та класифікації гідроелектростанцій розроблено математичну модель виробітку електроенергії руслової мікро-ГЕС, яка враховує витрату води, гідравлічний напір та коефіцієнти корисної дії основних елементів гідроагрегату. Побудовано

економічну модель формування капітальних і експлуатаційних витрат з урахуванням специфіки малих гідроенергетичних об’єктів.

Модель реалізовано в середовищі MATLAB із застосуванням чисельних та імітаційних методів. У ході дослідження проведено параметричний аналіз впливу витрати води, напору та строку експлуатації на значення LCOE. Отримані результати представлені у вигляді тривимірних графічних залежностей, що дозволило наочно визначити області оптимальних проєктних параметрів.

Результати моделювання показали, що для типових умов Карпатського регіону значення LCOE руслових мікро-ГЕС знаходиться в діапазоні приблизно 0,04–0,10 USD/кВт·год залежно від гідрологічних та економічних умов. Встановлено, що збільшення напору та витрати води, а також подовження строку служби установки суттєво знижує наведені витрати на виробництво електроенергії. Запропонований підхід може бути використаний як інструмент попереднього техніко-економічного обґрунтування проєктів мікро-ГЕС та для прийняття інвестиційних рішень у сфері малої гідроенергетики.

Ключові слова: мікро-гідроелектростанція; руслова ГЕС; мала гідроенергетика; наведена вартість електроенергії (LCOE); відновлювані джерела енергії; Карпатський регіон; економічна ефективність; математичне моделювання; MATLAB; оптимізація проєктування.

ABSTRACT

Memruk Dmytro Yuriiovych: Analysis of Structural Elements of Micro Hydropower Plants

Qualification thesis for the degree of Master of Higher Education in specialty 145 – Renewable energy sources and hydropower. Scientific advisor: PhD in Technical Sciences, Associate Professor Radchenko V.V. Zaporizhzhia National University. Engineering Educational and Scientific Institute named after Y.M. Potebnia. Department of Electrical Engineering and Cyber-Physical Systems, 2025.

This thesis addresses the problem of improving the economic efficiency of the design of run-of-river micro hydropower plants in the context of the development of renewable energy in Ukraine. The relevance of the study is determined by the need to decentralize energy supply, reduce dependence on fossil fuels, and ensure sustainable development of mountainous and remote areas, in particular the Carpathian region, which is characterized by significant hydropower potential of small rivers.

The study substantiates the feasibility of using the Levelized Cost of Electricity (LCOE) as an integral criterion for assessing the economic efficiency of run-of-river micro hydropower plants. It is shown that the use of LCOE makes it possible to comprehensively account for capital expenditures, operation and maintenance costs, grid connection costs, the effects of inflation, discount rate, equipment lifetime, and the volume of electricity generated over the entire life cycle of the power plant.

Based on the analysis of the theoretical foundations of micro hydropower engineering and the classification of hydropower plants, a mathematical model of electricity generation by a run-of-river micro hydropower plant has been developed. The model takes into account water discharge, hydraulic head, and efficiency coefficients of the main elements of the hydropower unit. An economic model for the

formation of capital and operating costs has also been developed, considering the specific characteristics of small hydropower facilities.

The model was implemented in the MATLAB environment using numerical and simulation methods. During the study, a parametric analysis of the influence of water discharge, hydraulic head, and service life on the LCOE value was carried out. The obtained results are presented in the form of three-dimensional graphical relationships, which made it possible to clearly identify regions of optimal design parameters.

The simulation results showed that for typical conditions of the Carpathian region, the LCOE of run-of-river micro hydropower plants lies in the range of approximately 0.04–0.10 USD/kWh, depending on hydrological and economic conditions. It was established that increasing the hydraulic head and water discharge, as well as extending the service life of the installation, significantly reduces the levelized cost of electricity generation. The proposed approach can be used as a tool for preliminary techno-economic feasibility studies of micro hydropower projects and for supporting investment decision-making in the field of small hydropower.

Keywords: micro hydropower plant; run-of-river hydropower; small hydropower; levelized cost of electricity (LCOE); renewable energy sources; Carpathian region; economic efficiency; mathematical modeling; MATLAB; design optimization.

ЗМІСТ

Вступ……10
1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ МІКРО-ГЕС.....13
1.1. Роль мікро-ГЕС у розвитку відновлюваної енергетики.....13
1.2. Класифікація мікро-ГЕС.....15
1.3. Загальна структура мікро-ГЕС та принцип її роботи.....37
1.4. Нормативно-правові вимоги та стандарти проєктування мікро-ГЕС...40
Висновок до розділу 1.....42
2. ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЕКТУВАННЯ МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РУСЛОВОГО ТИПУ НА ОСНОВІ ПОКАЗНИКА LCOE (НАВЕДЕНА ВАРТІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ).....43
2.1. Матеріали та методи: опис розробленої моделі.....46
2.1.1 Процедура проєктування.....46
2.1.2 Визначення витрати води обладнання.....49
2.1.3. Вибір технології турбіни та генератора.....50
2.1.4. Вибір генератора.....57
2.1.5 Проєктування напірного трубопроводу.....58
2.1.5.1 Розрахунок діаметра напірного трубопроводу.....58
2.1.5.2. Розрахунок товщини напірного трубопроводу.....59

2.1.5.3 Розрахунок діаметра повітряного клапанного трубопроводу.....60
2.2. Модель роботи турбіни.....61
2.3. Оцінювання річного виробництва електроенергії.....67
2.4. Економічний аналіз.....67
2.4.1. Модель оцінювання вартості.....67
2.4.2. Розрахунок економічних критеріїв.....71
2.5. Метод оптимізації……73
3. РЕАЛІЗАЦІЯ ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЕКТУВАННЯ МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РУСЛОВОГО ТИПУ НА ОСНОВІ ПОКАЗНИКА LCOE.....75
3.1 Опис моделі……75
3.2 Результати моделювання……80
ВИСНОВКИ……92
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ……..94

ВСТУП

У сучасних умовах трансформації енергетичного сектору, зумовленої необхідністю зменшення викидів парникових газів, підвищення енергетичної безпеки та розвитку децентралізованих систем електропостачання, особливого значення набувають відновлювані джерела енергії. Серед них вагоме місце посідає мала та мікрогідроенергетика, яка здатна ефективно використовувати локальний гідроенергетичний потенціал річок без істотного втручання в природні екосистеми. Як показано в теоретичній частині дослідження, мікро-гідроелектростанції виконують не лише функцію генерації екологічно чистої електроенергії, але й є інструментом сталого соціально-економічного розвитку віддалених і гірських територій .

Для України, зокрема для Карпатського регіону, характерна наявність значної кількості малих і середніх водотоків із відносно стабільним стоком та невеликими напорами, що створює сприятливі умови для впровадження руслових (run-of-river) мікро-ГЕС. Такі електростанції, на відміну від великих дамбових об’єктів, не потребують створення масштабних водосховищ, мають простішу гідротехнічну інфраструктуру, коротші строки будівництва та менший екологічний вплив. Водночас їхня робота істотно залежить від природного режиму річкового стоку, що зумовлює необхідність ретельного техніко-економічного обґрунтування параметрів проєктування .

Однією з ключових проблем сучасного проєктування малих і мікро-ГЕС є вибір таких технічних і економічних параметрів, які забезпечують мінімальну собівартість виробленої електроенергії протягом усього життєвого циклу об’єкта. У цьому контексті все більшого поширення набуває використання показника LCOE (Levelized Cost of Electricity — наведена вартість електроенергії), який дозволяє комплексно врахувати капітальні витрати, експлуатаційні та ремонтні витрати, тривалість служби установки, умови фінансування та обсяг виробленої електроенергії. Саме застосування показника

LCOE створює основу для порівняння різних варіантів проєктних рішень і вибору економічно оптимальної конфігурації руслової мікро-ГЕС.

Метою даного дослідження є розроблення та реалізація математичної моделі оптимізації проєктування руслової мікро-гідроелектростанції на основі показника LCOE з урахуванням гідрологічних, технічних та економічних умов Карпатського регіону України.

Предметом дослідження є процеси формування наведеної вартості електроенергії (LCOE) руслових мікро-ГЕС та її залежність від витрати води, напору, тривалості експлуатації, структури капітальних і експлуатаційних витрат, а також фінансово-економічних чинників.

Об’єктом дослідження є руслові мікро-гідроелектростанції, що працюють у природному режимі річкового стоку без створення значних водосховищ.

Методи дослідження

У роботі застосовано комплекс взаємодоповнювальних методів дослідження, зокрема:

системний аналіз і узагальнення науково-технічних джерел з питань мікрогідроенергетики та класифікації мікро-ГЕС;

математичне моделювання процесів генерації електроенергії та економічних показників життєвого циклу ГЕС;

метод наведених витрат (LCOE) для оцінювання економічної ефективності проєктних рішень;

чисельні методи та імітаційне моделювання;

комп’ютерне моделювання в середовищі MATLAB з побудовою тривимірних графіків залежностей LCOE від ключових параметрів.

Завдання дослідження

Для досягнення поставленої мети в роботі передбачено розв’язання таких основних завдань:

Проаналізувати роль мікро-ГЕС у розвитку відновлюваної енергетики та їх класифікацію за потужністю, напором і типом установки.

Дослідити конструктивні та експлуатаційні особливості руслових мікро-ГЕС і умови їх застосування в гірських районах України.

Сформувати математичну модель виробітку електроенергії русловою мікро-ГЕС залежно від витрати води та напору.

Розробити економічну модель, що враховує капітальні витрати, витрати на експлуатацію та обслуговування, підключення до електромережі, інфляцію та дисконт.

Реалізувати модель розрахунку показника LCOE для різних варіантів проєктних параметрів.

Провести параметричний аналіз впливу витрати води, напору та строку служби на значення LCOE.

Побудувати тривимірні графічні залежності результатів моделювання та здійснити їх інтерпретацію.

Сформулювати практичні рекомендації щодо оптимального проєктування руслових мікро-ГЕС для умов Карпатського регіону України.

1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ МІКРО-ГЕС

1.1. Роль мікро-ГЕС у розвитку відновлюваної енергетики

Мікро-ГЕС відіграють важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки та децентралізації енергетичних систем. У віддалених сільських районах прокладання централізованих ліній електропередач є надто дорогим або технічно складним [1], тож будівництво локальних гідроелектростанцій дозволяє задовольняти енергетичні потреби на місці. Зокрема, міжнародні експерти відзначають, що децентралізовані відновлювані рішення (як от мікро-ГЕС) швидше наближують універсальний доступ до електроенергії та створюють додаткові вигоди для сільських громад [1]. Мікро-ГЕС сприяють різноманітності джерел енергії, знижуючи залежність від викопного палива і централізованих мереж – це підвищує стійкість енергосистеми країни в цілому.

З екологічної точки зору мікро-ГЕС забезпечують чисту генерацію: процес виробництва електроенергії не створює прямих викидів парникових газів, тому такі системи практично не мають шкідливих викидів за умови правильної експлуатації. На відміну від великих гідроенергетичних об’єктів із масштабними дамбами, мікро-ГЕС зазвичай споруджуються за технологією «плотини з невеликою греблею» або взагалі без створення водосховища, що мінімізує зміну екосистеми водойми і водозабезпечує території нижче за течією.

Крім того, розвиток мікро-гідроелектростанцій відіграє важливу роль у забезпеченні сталого розвитку сільських територій, особливо в регіонах із обмеженим доступом до централізованих енергетичних мереж. Такі енергетичні проєкти, як правило, мають виражений локальний характер і органічно інтегруються в соціально-економічне життя громади. На етапі планування та реалізації мікро-ГЕС місцеві жителі залучаються до обговорення технічних рішень, вибору місця розташування установки та визначення режимів її експлуатації, що сприяє підвищенню рівня відповідальності громади за

ефективне використання енергетичного об’єкта та його подальше обслуговування.

Важливою перевагою мікро-ГЕС є можливість використання місцевих виробничих ресурсів. Значна частина конструктивних елементів, металевих споруд, трубопроводів, опорних конструкцій і допоміжного обладнання може виготовлятися на регіональних підприємствах або в невеликих майстернях. Такий підхід дозволяє істотно зменшити вартість обладнання, транспортних витрат і монтажних робіт, а також стимулює розвиток місцевої інженерної думки, машинобудування та сервісної інфраструктури. У результаті зростає попит на кваліфікованих фахівців, що сприяє створенню нових робочих місць і зниженню рівня безробіття в сільській місцевості.

Функціонування мікро-гідроелектростанцій позитивно впливає і на загальний рівень життя населення. Стабільне електропостачання відкриває можливості для розвитку соціальної інфраструктури, покращення умов праці та побуту, впровадження сучасних технологій у сільське господарство й переробну промисловість. Наявність доступної електроенергії сприяє підвищенню якості медичних і освітніх послуг, забезпечує безперебійну роботу систем освітлення, водопостачання та зв’язку.

Показовим є досвід реалізації програм малих гідроелектростанцій у віддалених районах країн Азії та Південної Америки. У цих регіонах мікро-ГЕС стали основним джерелом електроенергії для лікарень, шкіл, млинів, майстерень і невеликих виробничих підприємств. Завдяки цьому було створено сприятливі умови для розвитку місцевого підприємництва, з’явилися нові види економічної діяльності, а громади отримали додаткові джерела доходів. Енергетична незалежність сприяла зменшенню міграції населення до великих міст і зміцненню соціальної стабільності в сільських регіонах.

Таким чином, мікро-гідроелектростанції виконують не лише функцію виробництва екологічно чистої, відновлюваної електроенергії, але й виступають важливим інструментом соціально-економічного розвитку. Вони слугують каталізатором економічної активності, сприяють модернізації інфраструктури та

формуванню стійких сільських спільнот, орієнтованих на довгостроковий розвиток і раціональне використання природних ресурсів.

1.2. Класифікація мікро-ГЕС

Мікро-ГЕС класифікують за різними параметрами: потужністю, гідравлічним напором та типом установки. Основним критерієм є електрична потужність. Згідно з міжнародними стандартами (ISO/UNIDO), мікро-ГЕС – це установки потужністю до ~0,1–0,2 МВт, міні-ГЕС – до 1 МВт, а малі ГЕС – до 10–30 МВт. Наведена нижче таблиця 1 узагальнює ці значення.

Таблиця 1.1 Класифікація ГЕС

Категорія ГЕС	Міжнародна класифікація	Визначення в Україні
Мікро-ГЕС	≤0,1 МВт (≤100 кВт)	≤0,2 МВт (≤200 кВт) згідно з законом
Міні-ГЕС	0,1–1,0 МВт	0,2–1,0 МВт
Мала ГЕС	1,0–10 (або до 30) МВт	1,0–10,0 МВт

В Україні Закон «Про альтернативні джерела енергії» [2] чітко визначає межі: мікрогідроелектростанція – до 200 кВт, міні – до 1 МВт, мала ГЕС – до 10 МВт. Міжнародно ж часто зустрічається класифікація ООН/UNIDO, де мікро-ГЕС – до 100 кВт, а малими зазвичай вважають станції до 30 МВт. Крім того, США визначають мікро-ГЕС як до 100 кВт.

За гідравлічним напором (рівнем води, що подається на турбіну) ГЕС поділяють на високонапірні, середньо- та низьконапірні. У типовому нормативному визначенні:

Низьконапірні – напір води 3–25 метрів.

Середньонапірні – напір 25–60 м.

Високонапірні – напір понад 60 м.

Ці пороги узгоджуються з класифікацією у фахових документах. Зокрема, для високого напору застосовують ковшові (Пелтона) або радіально-осьові турбіни, для середнього – переважно турбіни типу Каплан або Френсіс, а для низького – поворотно-лопатеві конструкції або навіть водяне колесо чи гвинтові турбіни (залежно від конкретного проекту). Наприклад, турбіни Пелтона ефективні при великих перепадах висоти й невеликих дебітах води, тоді як капланівські гідромашини оптимальні для малих напорів та великих витрат.

За способом встановлення і використання водних ресурсів розрізняють:

Руслові ГЕС (run-of-river) – мають невелику греблю або водозабір прямо в руслі річки; зазвичай це низьконапірні установки без значного резервуару.

Руслові гідроелектростанції, або так звані run-of-river ГЕС, є одним із найбільш екологічно збалансованих способів використання гідроенергетичного потенціалу річок. Їхня робота ґрунтується на безпосередньому використанні природного потоку води без створення значних водосховищ або великих напірних споруд. На відміну від традиційних дамбових ГЕС, руслові електростанції практично не змінюють природний гідрологічний режим річки, що робить їх особливо привабливими для впровадження в екологічно чутливих регіонах.

Основною особливістю руслових гідроелектростанцій є те, що виробництво електричної енергії безпосередньо залежить від поточної витрати води в річці. На відміну від водосховищних ГЕС, вони практично не мають можливості регулювати стік у значних обсягах, тому режим їх роботи визначається природними гідрологічними умовами. У періоди весняного паводку або тривалих опадів, коли витрата води зростає, потужність станції відповідно збільшується і може досягати номінальних значень. Натомість у посушливі сезони, під час межені або взимку, коли стік зменшується, виробіток електроенергії істотно падає.

Таким чином, руслова ГЕС не накопичує енергію у вигляді значних запасів води, а здійснює безперервне перетворення потенційної та кінетичної енергії

річкового потоку в електричну енергію в режимі реального часу. Це зумовлює їх обмежені можливості щодо покриття пікових навантажень енергосистеми, проте водночас робить такі станції екологічно більш прийнятними, оскільки вони не потребують створення великих водосховищ і значного затоплення територій.

Крім того, руслові ГЕС характеризуються відносно простішими гідротехнічними спорудами, нижчими капітальними витратами та коротшими строками будівництва. Вони ефективно працюють у складі енергосистем як джерела відновлюваної енергії базового або напівбазового навантаження, особливо в регіонах зі стабільним річковим стоком. Однак для підвищення надійності енергопостачання руслові гідроелектростанції зазвичай поєднують з іншими видами генерації або з акумулюючими потужностями, що компенсують сезонну та добову нерівномірність їх виробітку.

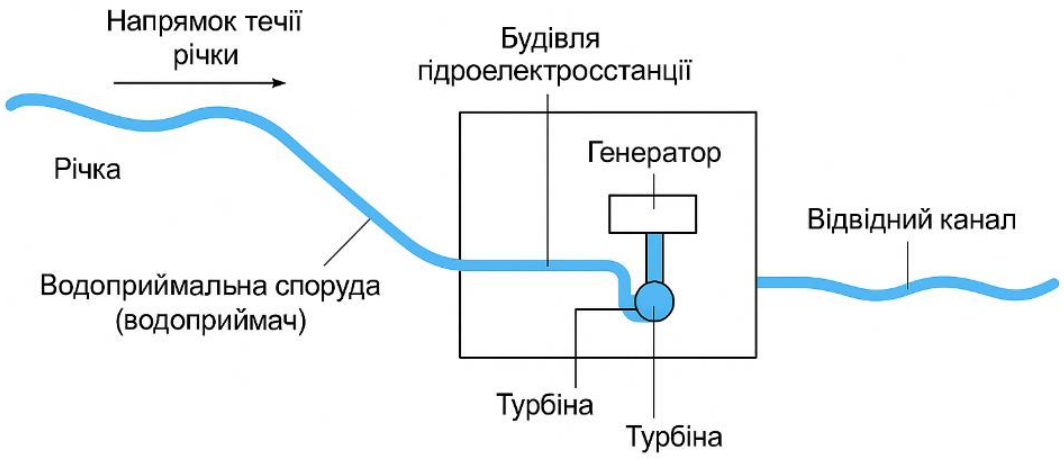


Рисунок 1.1 Принципова схема руслової гідроелектростанції

Вода з річки через водоприймальний отвір надходить безпосередньо до турбінного агрегату. Обертаючи робоче колесо турбіни, потік води передає механічну енергію генератору, який перетворює її на електричну. Після цього вода без істотних змін повертається в основне русло річки через відвідний канал. Така схема забезпечує мінімальне втручання в природні процеси та зберігає міграційні шляхи риб і водних організмів.

Зазвичай руслові ГЕС мають компактні розміри й можуть бути інтегровані безпосередньо в русло або поблизу берега. Часто використовуються низьконапірні турбіни (капланівські, пропелерні або гвинтові Архімеда), які ефективно працюють навіть за малих перепадів рівнів води. Завдяки цьому такі станції добре підходять для рівнинних річок із невеликим ухилом.

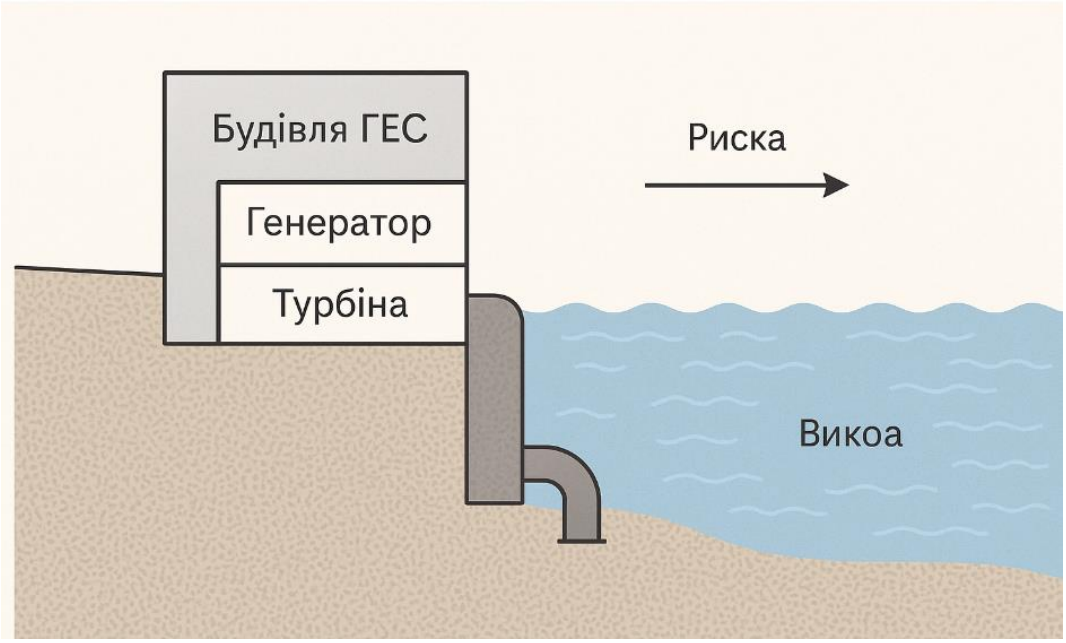


Рисунок 1.2. Розміщення турбінного агрегату в руслі річки

На рисунку показано варіант розміщення турбінного агрегату безпосередньо в руслі річки, що є характерним для руслових гідроелектростанцій. Турбіна встановлюється у спеціальному захисному корпусі або вбудовується в конструкцію гідротехнічної споруди таким чином, щоб використовувати енергію природного потоку води без створення значного напору. Потік річки спрямовується через водоприймальний отвір до робочого колеса турбіни, де його кінетична енергія перетворюється на механічну.

Турбінний агрегат зазвичай розміщується поблизу берега або в центральній частині русла залежно від гідрологічних умов, глибини річки та швидкості течії. Генератор може бути встановлений безпосередньо над турбіною або в окремому машинному відділенні, що забезпечує зручність обслуговування та захист електричного обладнання від впливу вологи. Після проходження через

турбіну вода безперешкодно повертається в русло річки, що мінімізує вплив станції на природний гідрологічний режим і екосистему водотоку.

Таке конструктивне рішення дозволяє забезпечити компактність гідроелектростанції, зменшити обсяги будівельних робіт і знизити екологічне навантаження на навколишнє середовище, що є однією з ключових переваг руслових ГЕС.

Таким чином, руслові ГЕС являють собою сучасний і раціональний підхід до використання енергії річок. Поєднуючи простоту конструкції, екологічну безпеку та економічну доцільність, вони посідають важливе місце в системі малої та мікрогідроенергетики. Їхнє впровадження сприяє розвитку відновлюваної енергетики, зниженню викидів парникових газів і підвищенню енергетичної незалежності регіонів.

Пригреблеві (закриті) ГЕС – розташовані під або поблизу греблі з водосховищем, де напір створюється заповненням водойми і розвантаженням через турбіну.

Пригреблеві, або так звані закриті гідроелектростанції, зазвичай з’являються там, де річка потребує впорядкування, а людина — надійного й керованого джерела енергії. Їх історія починається з греблі, яка перекриває русло річки й поступово формує водосховище. Вода, що колись вільно текла долиною, тепер накопичується, набираючи висоту і, разом із нею, приховану енергію.

Коли рівень води у водосховищі досягає необхідної позначки, вона спрямовується через водоприймачі до турбін, розташованих безпосередньо в тілі греблі або поряд із нею. Під тиском водяного стовпа турбіни починають обертатися, передаючи рух генераторам. У цю мить потенційна енергія накопиченої води перетворюється на електричну — тихо, майже непомітно, але з великою силою. На відміну від руслових станцій, пригреблеві ГЕС не залежать цілком від миттєвої витрати річки: вони мають запас часу й можливість вибору моменту, коли енергію слід віддати енергосистемі.

Життя такої станції тісно пов’язане з ритмом водосховища. У дощові роки та під час весняних паводків вода накопичується, створюючи стратегічний

резерв. У періоди посухи або пікових навантажень цей резерв поступово використовується, забезпечуючи стабільність електропостачання. Завдяки цьому пригреблеві ГЕС можуть працювати як маневрові джерела енергії, швидко реагуючи на потреби енергосистеми і підтримуючи її баланс.

Разом із виробництвом електроенергії такі станції змінюють простір навколо себе. Водосховище стає частиною нового ландшафту, впливає на клімат, судноплавство, зрошення та водопостачання. Водночас за ці переваги доводиться платити втручанням у природні екосистеми, переселенням людей і трансформацією річкового режиму. Саме тому пригреблеві ГЕС завжди є результатом компромісу між технічними можливостями, економічною доцільністю та відповідальністю перед природою.



Рисунок 1.3. Пригреблеві (закриті) ГЕС

Так, пригреблева гідроелектростанція постає не просто як інженерна споруда, а як довготривала історія співіснування людини й річки, у якій вода стає керованою силою, а енергія — частиною щоденного життя.

Деривaційні ГЕС – використовують канал або тунель для відведення частини потоку вниз за течією, створюючи додатковий напір без повного перекриття річки.



Рисунок 1.4. Деривaційні ГЕС

Деривaційні гідроелектростанції народжуються там, де річка має характер, а рельєф — виразний перепад висот. Вони не прагнуть зупинити воду масивною греблею, а лише обережно відхиляють її від звичного шляху. Непомітний водозабір забирає частину потоку і спрямовує його в інший простір — у деривaційний канал або напірний тунель, що тягнеться вздовж схилів, повторюючи вигини місцевості.

Вода в цьому шляху не поспішає. Вона накопичує висоту, поступово віддаляючись від річкового русла, щоб у потрібний момент різко зірватися вниз. Коли деривaційний шлях закінчується, потік з усією своєю енергією спрямовується до турбін машинного залу, розташованого значно нижче за рівнем водозабору. Саме тут перепад висот, створений не греблею, а самою природою, перетворюється на джерело потужності. Турбіни оживають, генератори починають працювати, і вода, віддавши свою енергію, знову повертається до річки, вже спокійніша й тихіша.

Життя деривaційної ГЕС тісно пов’язане з рельєфом і режимом річки. Вона не має великих водосховищ і не змінює кардинально природний ландшафт, тому її присутність часто майже непомітна для стороннього спостерігача. Проте її робота вимагає точності й постійного контролю: стан деривaційних каналів, тунелів і напірних трубопроводів визначає надійність усієї станції.

Такі гідроелектростанції особливо органічно вписуються в гірські райони, де швидкі річки й значні перепади висот створюють природні умови для ефективного виробництва енергії. Вони працюють у ритмі місцевості, не нав’язуючи їй своїх правил, а використовуючи те, що вже закладено природою. Саме тому деривaційні ГЕС часто сприймаються як приклад більш м’якого, зваженого підходу до освоєння водних ресурсів.

У цій взаємодії вода стає мандрівником, що тимчасово сходить зі свого шляху, щоб виконати важливу роботу, а потім повертається назад, продовжуючи свій нескінченний рух. Деривaційна гідроелектростанція ж залишається свідченням того, як інженерна думка може уважно слухати ландшафт і перетворювати його особливості на джерело чистої енергії.

Гідроакумулюючі (ГАЕС) – двосторонні системи з двома резервуарами: при надлишковому енергоможливості воду перекачують вгору, а при пікових навантаженнях – відпускають вниз для генерації. (В контексті мікро-ГЕС такі схеми застосовують рідко через їхню складність і масштаб.)



Рисунок 1.5. Гідроакумулюючі (ГАЕС)

Гідроакумулюючі електростанції, або ГАЕС, народжуються з потреби навчити енергосистему зберігати час. Їх поява пов’язана не стільки з силою річки, скільки з ритмом споживання електроенергії людиною. У години, коли електростанції виробляють більше енергії, ніж потрібно, і мережа відчуває надлишок, ГАЕС починає свою тиху, майже непомітну роботу — вона накопичує енергію.

Уявімо собі два водосховища, розташовані на різних висотах. Між ними прокладено складну систему водоводів, насосів і турбін, здатних працювати у двох режимах. Коли в енергосистемі настає нічний спад навантаження або з’являється надлишок «дешевої» електроенергії, вода з нижнього басейну починає підніматися вгору. Насоси, живлені електричною енергією, перекачують її до верхнього водосховища, де вона зупиняється, зберігаючи в собі потенціал майбутньої роботи.

Минає час, і енергосистема змінює свій настрій. Настає ранок, зростає споживання, промисловість і міста потребують додаткової потужності. Саме тоді ГАЕС змінює свою роль. Вода, яка терпляче чекала на висоті, отримує свободу руху. Вона стрімко спрямовується вниз по напірних трубопроводах, обертає турбіни, і генератори знову наповнюють мережу електричною енергією. Те, що було збережене вночі, повертається вдень, коли це найбільш необхідно.

Особливість гідроакумулюючих електростанцій полягає в їх здатності швидко реагувати на потреби енергосистеми. Вони можуть за лічені хвилини перейти з режиму накопичення в режим генерації, підтримуючи стабільність частоти й напруги в мережі. У цьому сенсі ГАЕС є своєрідним акумулятором гігантських масштабів, де замість хімічних реакцій працює вода і сила тяжіння.

Водночас життя ГАЕС тісно пов’язане з ландшафтом. Для їх створення потрібні значні перепади висот і можливість розміщення двох водосховищ, що часто зумовлює складні інженерні рішення. Їхній вплив на довкілля є предметом постійних дискусій, адже будівництво таких станцій змінює природний рельєф. Проте в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії, зокрема вітрових і сонячних електростанцій, роль ГАЕС стає дедалі важливішою.

Таким чином, гідроакумулююча електростанція постає не просто як джерело електроенергії, а як хранитель енергетичного балансу. Вона працює з часом, запасаючи енергію тоді, коли її надто багато, і віддаючи її тоді, коли вона найбільш потрібна, перетворюючи воду на інструмент гармонії між виробництвом і споживанням.

Припливні ГЕС – використовують енергію припливів і відливів (для мікро-ГЕС ця технологія майже не використовують через специфічні локації).



Рисунок 1.6. Припливні ГЕС

Припливні гідроелектростанції народжуються там, де море щодня нагадує про свою силу й ритм. Вони не залежать від річок чи гір, а живуть за законами Місяця й Сонця, які двічі на добу змушують океан дихати — відступати й повертатися. Саме в цій регулярності, майже космічній за своєю природою, прихована енергія, яку людина навчилася обережно перетворювати на електрику.

Уявімо собі затоку або вузьку морську протоку, де різниця рівнів води під час припливу й відпливу особливо помітна. Тут з’являється дамба або спеціальна гребля, що відокремлює частину моря й утворює басейн. Коли починається приплив, морська вода піднімається й повільно заповнює цей простір, проходячи через турбіни. Вони обертаються під натиском води, і генератори починають працювати. Коли ж настає відплив і рівень моря знижується, вода з басейну повертається назад у море, знову проходячи через ті самі турбіни, але вже в

протилежному напрямку. Так енергія виробляється двічі на добу — у такт руху небесних тіл.

Життя припливної ГЕС підпорядковане суворому графіку природи. Вона не може працювати тоді, коли забажає людина, але зате її режим легко передбачити на роки вперед. На відміну від вітру чи сонця, припливи не зраджують очікувань: їх сила й час настання відомі заздалегідь. У цій передбачуваності криється головна цінність припливної енергетики.

Разом із тим такі станції є складними інженерними спорудами. Морське середовище агресивне: солона вода, хвилі, корозія й біологічне обростання постійно випробовують конструкції на міцність. Крім того, втручання в припливні зони впливає на морські екосистеми, змінює течії, осадоутворення та умови життя організмів. Саме тому кожен проєкт припливної ГЕС є результатом тривалого пошуку балансу між енергетичними потребами та збереженням природного середовища.

Попри складність і високу вартість, припливні гідроелектростанції залишаються символом далекоглядного підходу до енергетики. Вони нагадують, що енергія може народжуватися не лише з вогню чи руху річок, а й із повільного, величного коливання океану. У цій взаємодії людина стає не підкорювачем стихії, а уважним спостерігачем, який навчився жити в ритмі моря й перетворювати його подих на джерело чистої, відновлюваної енергії.

Відмінною рисою припливних електростанцій є використання енергетичного потенціалу морських припливів, який має природне й відновлюване походження. Джерелом цієї енергії виступають гравітаційні взаємодії між Землею, Місяцем і Сонцем, унаслідок яких у водній оболонці планети виникають періодичні коливання рівня моря. Для практичного використання в енергетиці суттєве значення має передусім горизонтальна складова припливоутворювальної сили, яка зумовлює переміщення великих мас води вздовж поверхні океанів і морів. Через значно меншу відстань Місяця до Землі його вплив на формування припливів є домінуючим і перевищує сонячний приблизно у два рази.

У прибережних районах світового океану найпоширенішим типом є півдобовий режим припливів. За тривалість місячної доби, що становить близько 24 годин і 50 хвилин, рівень води двічі досягає максимальних і мінімальних значень, утворюючи дві хвилі припливу та відпливу. Така циклічність створює передбачуваний режим зміни рівнів моря, придатний для енергетичного використання.

Кількісною характеристикою припливного процесу є величина припливу, яка визначається різницею між найвищим і найнижчим рівнями води протягом одного циклу. Найбільше відхилення рівня моря від його середнього значення називають амплітудою припливу. Саме ця величина є ключовим параметром під час оцінювання енергетичного потенціалу конкретної ділянки узбережжя.

Протягом місячного місяця спостерігається нерівномірність припливних коливань, що проявляється у зміні амплітуди від максимальних значень під час сигізії до мінімальних у період квадратури. Такі коливання пов’язані з взаємним розташуванням Землі, Місяця та Сонця й повторюються з періодичністю приблизно 29,5 доби.

Закономірності зміни припливів у межах місячного циклу мають стабільний характер і практично не залежать від пори року. Середні значення припливних величин для відповідних днів місячного місяця залишаються майже сталими в багаторічному вимірі. Саме ця стабільність і прогнозованість є однією з головних переваг припливної енергії, оскільки середньомісячний енергетичний потенціал припливів з року в рік практично не змінюється.

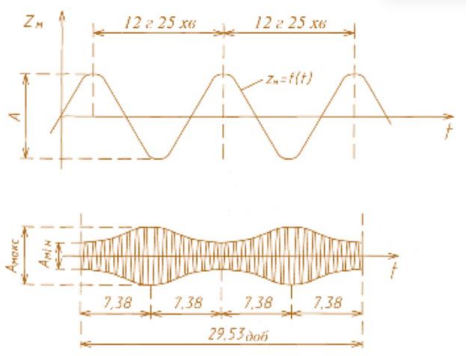


Рисунок 1.7. Графіки припливних коливань рівня моря: а – півдобового припливу; б – місячної зміни величини припливу

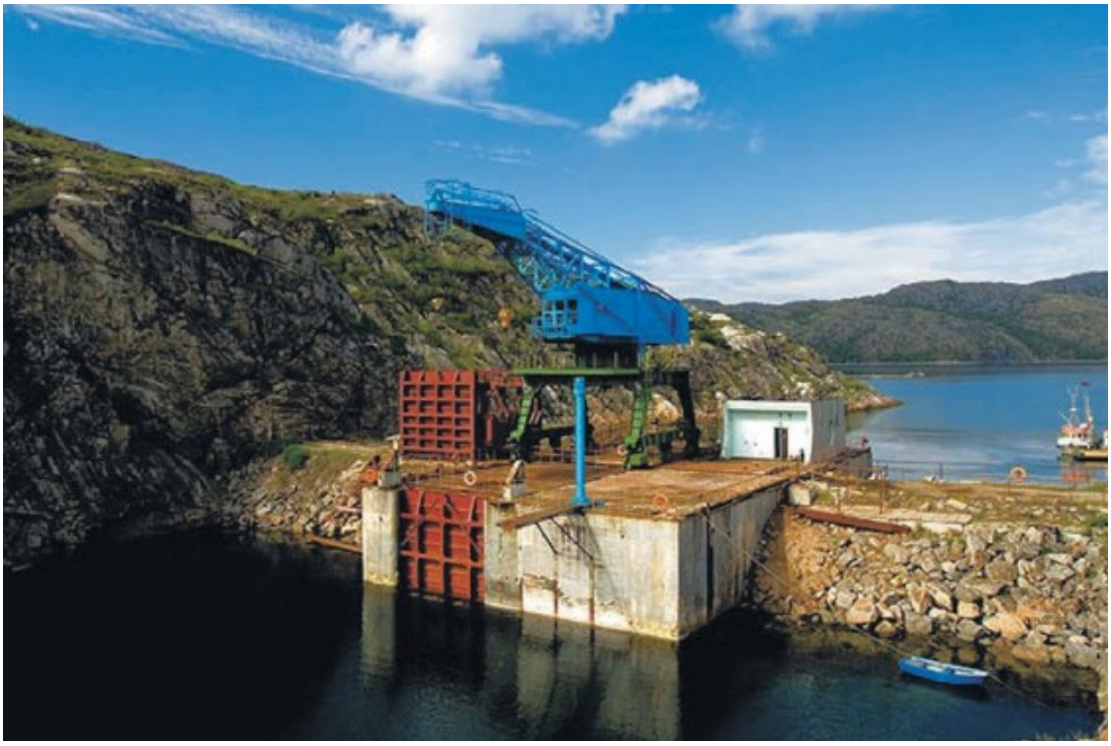


Рисунок 1.8. Припливна ГЕС



Рисунок 1.9. Дамба припливної ГЕС

Загальний потенціал, можливої для використання припливної енергії, у всьому світі орієнтовано оцінюється за потужністю в 1 млрд. кВт, а за виробленням – 2000 млрд. кВт·год, у тому числі в Росії – біля 250 млрд. кВт·год.

На сьогодні у світі експлуатуються з 1967 р. ПЕС «Ля Ранс» (Франція) потужністю 240 МВт, з 1968 р. Кислогубська ПЕС (Росія) потужністю 0,4 МВт,

з 1984 р. ПЕС Аннаполіс (Канада) потужністю 20 МВт, 5 невеликих ПЕС в Китаї загальною потужністю 4,3 МВт, в тому числі збудована в 1985 р. ПЕС «Цзянсянь» потужністю 3 МВт, завершується будівництво ПЕС на озері Сихва в Південній Кореї потужністю 254 МВт.

Проекти потужних ПЕС розробляються:

у Великобританії – ПЕС Северн потужністю 8,6 млн. кВт, у Канаді – Кемберленд (1,15 млн. кВт) і Кобекуїд (4 млн. кВт), в Індії – ПЕС потужністю 7,4 млн. кВт в Камбейській затоці, а в Росії – Мезенська (8 млн. кВт) і Тугурська (3,6 млн. кВт), початок будівництва яких передбачається у період до 2020 р. У перспективі розглядається можливість створення гігантської Пенжинської ПЕС потужністю до 87 млн. кВт.

Для ПЕС в основному використовується найбільш ефективна однобасейнова схема з односторонньою і двосторонньою дією. До складу споруд припливних електростанцій входять будівля для ПЕС, водопропускне спорудження і глуха гребля.

Під час експлуатації припливних електростанцій у складі енергосистем, де в нічні або провальні години добового графіка навантажень виникає надлишок електричної енергії, доцільним є застосування однобасейнової схеми двосторонньої дії з використанням помпової підкачки. Реалізація такого режиму потребує встановлення оборотних гідроагрегатів, здатних працювати як у турбінному, так і в насосному режимах. У періоди зниженого попиту на електроенергію ці агрегати забезпечують перекачування води в басейн, збільшуючи його корисний об’єм, що в подальшому дає змогу підвищити виробіток електроенергії під час відпливу за рахунок використання додаткового напору.

Головна перевага такого режиму роботи полягає в кращому узгодженні циклу функціонування припливної електростанції з добовим графіком навантаження енергосистеми. Прикладом практичної реалізації подібної схеми є припливна електростанція «Ля Ранс».

У разі застосування однобасейнової схеми односторонньої дії технологічний цикл роботи ПЕС суттєво спрощується, оскільки вироблення електроенергії здійснюється лише в одному напрямку — або під час наповнення басейну, або при його спорожненні. Як показує практика, більш ефективним є режим генерації під час скидання води з басейну. За необхідності в такій схемі також може використовуватися помпова підкачка із застосуванням оборотних агрегатів. Вибір між односторонньою та двосторонньою схемами визначається конкретними природними, технічними та економічними умовами реалізації проєкту.

Режими роботи припливних електростанцій мають низку характерних особливостей, зумовлених періодичністю припливних процесів. Вироблення електроенергії відбувається циклічно в моменти припливів і відпливів, які, як правило, не збігаються за часом із піковими навантаженнями в енергосистемі. У зв’язку з цим підвищення ефективності інтеграції ПЕС у склад енергосистеми досягається шляхом використання оборотних гідроагрегатів, що дозволяють більш гнучко керувати режимами генерації та накопичення енергії. За таких умов припливні електростанції можуть брати участь і в покритті пікових навантажень.

Для роботи припливних електростанцій у зонах з малими напорами широкого застосування набули горизонтальні капсульні оборотні агрегати, зокрема на ПЕС «Ля Ранс». У сучасних проєктах потужних припливних електростанцій також розглядається доцільність використання горизонтальних агрегатів з ортогональними, або поперечно-струминними, гідротурбінами, які забезпечують стабільну роботу за змінних напрямків потоку.

Багаторічний досвід експлуатації припливної електростанції «Ля Ранс» встановленою потужністю 240 МВт підтвердив її надійну та економічно ефективну роботу в складі енергосистеми Франції у взаємодії з іншими типами електростанцій. Оптимізація режимів її експлуатації здійснювалася з урахуванням закономірностей зміни рівнів припливів, характеристик графіків електричного навантаження, динаміки вартості електроенергії, вимог судноплавства, а також екологічних обмежень. Станція забезпечує стабільне

середньомісячне та середньорічне виробництво електроенергії, дозволяючи зменшити споживання традиційних видів палива, при цьому собівартість виробленої електроенергії є нижчою порівняно з тепловими та атомними електростанціями.

Крім того, результати тривалого моніторингу довкілля в зоні впливу ПЕС «Ля Ранс» свідчать про можливість зниження негативних екологічних наслідків і навіть покращення окремих природних умов, зокрема завдяки захисту узбережжя від штормових впливів.

Загальний досвід експлуатації припливних електростанцій підтверджує їхню технічну надійність і перспективність. У багатьох державах, що мають океанічні узбережжя, активно ведуться наукові та інженерні роботи з освоєння припливної енергії. Розроблення нових технологій і типів обладнання, застосування наплавних методів будівництва, а також впровадження ортогональних гідротурбін із коефіцієнтом корисної дії до 70 %, які здатні працювати при змінному напрямку потоку, створюють передумови для зменшення капітальних витрат і підвищення економічної ефективності припливних електростанцій.

Окремий напрям розвитку припливної енергетики пов’язаний зі створенням станцій без використання гребель. У таких проєктах генераторні установки з лопатями, подібними до вітроустановок, розміщуються на морському дні поблизу узбережжя та використовують кінетичну енергію припливних і відпливних течій. Першим у світі прикладом комерційної реалізації такого підходу стала припливна електростанція «SeaGen», розроблена компанією Marine Current Turbines і встановлена у вузькій затоці Стренгфорд-Лох у Північній Ірландії, де швидкість водного потоку під час припливів і відпливів перевищує 4 м/с. Потужність цієї установки становить 1,2 МВт, і вона підключена до національної електромережі.

Найвища ефективність використання енергетичного потенціалу припливів досягається в умовах об’єднаних енергосистем за спільної роботи ПЕС із тепловими, атомними, гідравлічними та гідроакумулюючими електростанціями.

Така взаємодія дає змогу оптимально розподіляти навантаження впродовж доби: у періоди максимальної генерації припливних електростанцій гідроелектростанції з регулюючими водосховищами можуть знижувати свою потужність, накопичуючи водні ресурси для покриття пікових навантажень, тоді як у режимі помпової підкачки ПЕС споживають надлишкову електроенергію теплових і атомних електростанцій.

Використання гідравлічної енергії морських і океанічних течій. Упродовж останніх десятиліть увага науковців і інженерів дедалі більше зосереджується на можливостях практичного освоєння енергетичного потенціалу морських та океанічних течій. Ці течії є однією з форм відновлюваних джерел енергії, що характеризуються значними масштабами, високою щільністю енергетичного потоку та відносною стабільністю у часі. Залежно від природи виникнення та режиму існування, океанічні течії умовно поділяють на неперіодичні, мусонні (або пасатні) та припливно-відпливні.

Найбільший інтерес з точки зору енергетичного використання викликають саме потужні неперіодичні течії, які формуються під впливом глобальної циркуляції атмосфери та різниці температур і солоності океанічних вод. До таких течій належать, зокрема, Гольфстрім в Атлантичному океані та Куросіо в Тихому океані. Вони мають стабільний напрямок руху, значні швидкості потоку та величезні об’єми води, що робить їх потенційно привабливими для виробництва електроенергії.

Оцінки сумарного енергетичного потенціалу головних океанічних течій істотно різняться. За різними науковими підходами цей потенціал коливається в надзвичайно широких межах — від кількох мільярдів до сотень мільярдів кіловат. Такі розбіжності пояснюються відмінностями у методиках розрахунків, різними припущеннями щодо допустимого рівня відбору енергії з потоку, а також недостатньою вивченістю довгострокових екологічних наслідків втручання в природну циркуляцію океанів. Додатковим чинником невизначеності є відсутність масштабного промислового досвіду експлуатації електростанцій, що використовують енергію великих морських течій.

За попередніми оцінками, без суттєвого негативного впливу на екосистеми світового океану можна вилучати лише незначну частку енергії течій — орієнтовно на рівні 1–2 % від їх загального потенціалу. Навіть така частка, з огляду на колосальні масштаби океанічних потоків, здатна забезпечити значні обсяги електроенергії. Водночас необхідно враховувати, що океанічні течії відіграють важливу роль у формуванні клімату, перенесенні тепла й поживних речовин, тому будь-яке втручання в їхній режим має бути ретельно обґрунтоване.

Серед переваг використання енергії морських течій слід відзначити високу надійність і прогнозованість такого джерела. На відміну від вітрової або сонячної енергії, потужність океанічних течій змінюється відносно плавно й підпорядковується стійким сезонним закономірностям. Це створює передумови для стабільного виробництва електроенергії протягом року та спрощує інтеграцію таких електростанцій в енергосистему.

Показовими є кількісні характеристики окремих океанічних течій. Так, Гольфстрім транспортує близько 80 млн м³ води за секунду, тоді як течія Куросіо переносить понад 50 млн м³/с. Навіть окремі відгалуження цих потоків мають надзвичайно високий енергетичний потенціал. Наприклад, флоридська течія, що є частиною системи Гольфстріму біля східного узбережжя США, за витрати води порядку 30 млн м³/с має енергетичну потужність, яка оцінюється в десятки мільйонів кіловат.

Практичне використання енергії океанічних течій передбачає створення спеціальних підводних енергетичних установок, принцип дії яких подібний до вітроелектричних турбін, але адаптований до роботи у водному середовищі. Такі установки мають бути здатними ефективно функціонувати в умовах високого тиску, корозійно активного середовища та постійних гідродинамічних навантажень. Саме технічна складність і висока вартість обладнання наразі стримують широке впровадження цієї технології.

Таким чином, використання гідравлічної енергії морських і океанічних течій розглядається як перспективний, але технологічно складний напрям

розвитку відновлюваної енергетики. Подальший прогрес у цій сфері залежить від розвитку морської інженерії, вдосконалення методів екологічного прогнозування та накопичення практичного досвіду експлуатації відповідних енергетичних установок.

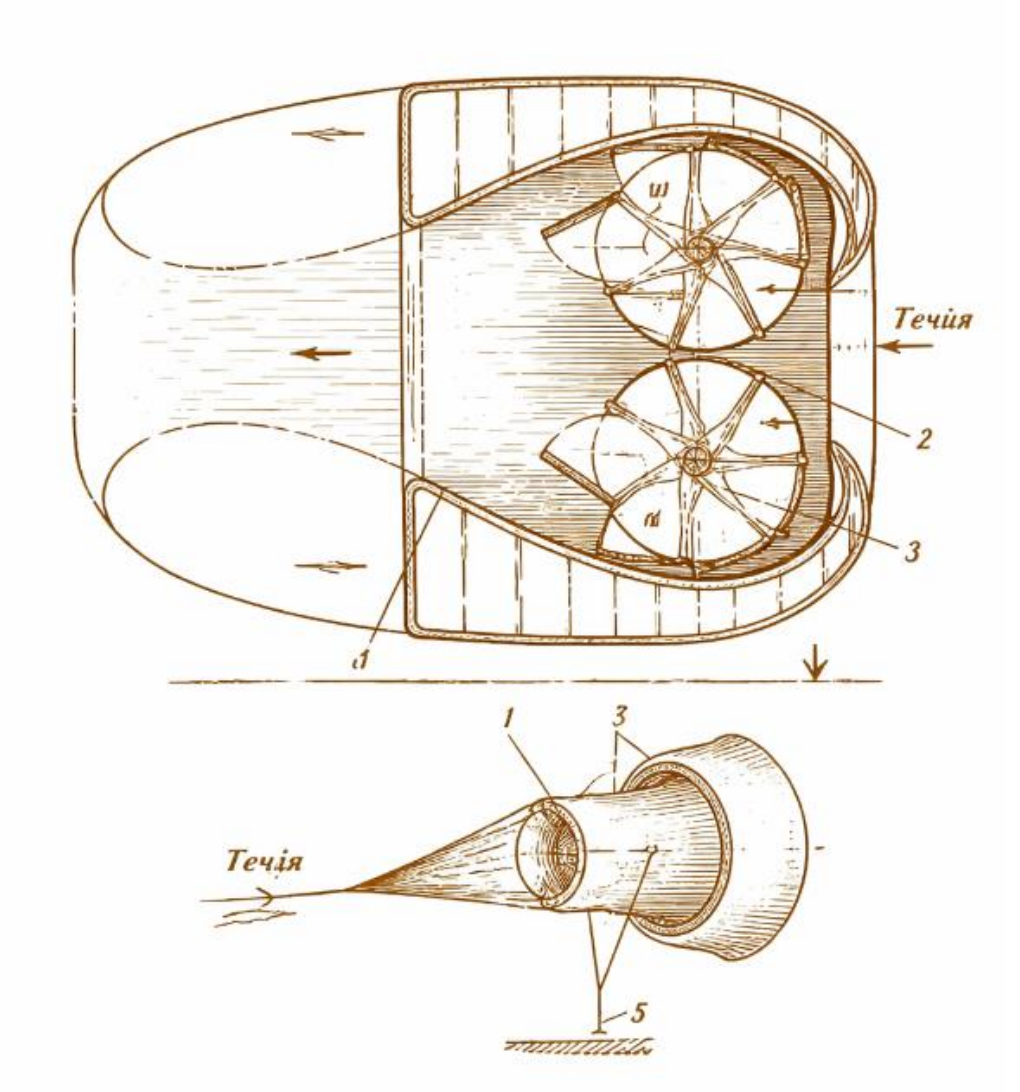


Рисунок 1.10. Установка для перетворення енергії океанських течій: 1 – лопатне робоче колесо; 2 – механічна система повороту лопатей; 3 – струмонаправляюча труба; 4 – анкерні розчалки; 5 – якірне кріплення

Потік води («Течія») підводиться до споруди, далі спрямовується у звужувальну частину (конфузор), де швидкість води зростає. Потік обтікає робочі колеса турбін, віддає їм енергію, після чого через відвідний канал (дифузор) повертається в русло річки.

Хвильові електростанції. На сучасному етапі розвитку відновлюваної енергетики дедалі більшого поширення набувають технології використання енергії морських і океанічних хвиль. За результатами численних досліджень, сумарний енергетичний потенціал хвильового руху води оцінюється в сотні мільярдів кіловат, що робить цей ресурс одним із найбільш перспективних серед відновлюваних джерел енергії. За середніх умов Світового океану, коли висота хвиль становить близько 2,5 м, а період коливань — приблизно 8 с, енергетичний потік, що припадає на один метр фронту хвилі, досягає десятків кіловат.

Потенціал хвильової енергії істотно відрізняється залежно від конкретного морського басейну. Так, у замкнених або напівзамкнених морях він є відносно невеликим, тоді як у північних і відкритих акваторіях спостерігаються значно вищі значення. Сукупна енергія хвиль, що надходить до узбереж, вимірюється десятками й навіть сотнями мільйонів кіловат, що створює передумови для її промислового використання в прибережних регіонах.

До основних переваг хвильової енергетики належить значний загальний потенціал та зростання інтенсивності хвильового процесу в осінньо-зимовий період, коли споживання електроенергії зазвичай підвищується. Водночас істотним недоліком цього виду енергії є її нерівномірність і залежність від метеорологічних умов. Незважаючи на це, енергія хвиль уже давно використовується для живлення автономних об’єктів, зокрема навігаційних буїв, які успішно експлуатуються в різних країнах світу.

Перші дослідно-промислові хвильові електростанції, підключені до енергосистем, були введені в експлуатацію в середині 1980-х років у Норвегії. Вони стали важливим етапом переходу від експериментальних установок до реального виробництва електроенергії з хвильового ресурсу.

Типова хвильова гідроенергетична установка складається з трьох основних елементів: робочого органа, силового перетворювача з електрогенератором і системи закріплення. Робочий орган безпосередньо взаємодіє з хвилями та сприймає їхню енергію. Залежно від конструкції він може бути виконаний у

вигляді поплавка, камери, еластичної оболонки, трубопроводу або спеціальної берегової споруди, яка змінює характер розповсюдження хвиль.

Силовий перетворювач призначений для трансформації енергії, накопиченої робочим органом, у форму, придатну для подальшого використання. Це може бути механічна енергія руху, енергія перепаду рівнів води або тиску повітря. Для цього застосовуються гідравлічні та пневматичні турбіни, водяні колеса, механічні передачі та інші інженерні рішення. Система кріплення забезпечує фіксацію установки в заданому положенні та її стійкість за умов хвилювання моря.

Різноманіття хвильових електростанцій пояснюється тим, що різні установки використовують різні складові енергії хвиль — як потенціальну, так і кінетичну. Одні конструкції реагують на вертикальні переміщення водної поверхні, інші — на горизонтальний рух або зміну тиску.

Серед найбільш ефективних технічних рішень виділяються пневматичні хвильові електростанції. Основним елементом таких установок є камера з відкритою нижньою частиною, зануреною нижче мінімального рівня хвиль. Коливання рівня води спричиняють почергове стиснення та розширення повітря всередині камери, яке, проходячи через турбіну, забезпечує її обертання. Подібний принцип широко застосовується для автономного електропостачання морських навігаційних систем.

Однією з перших хвильових електростанцій промислового типу стала установка в Норвегії потужністю близько 500 кВт, що також базувалася на пневматичному принципі дії. Інша норвезька станція, потужністю приблизно 450 кВт, використовувала ефект набігання хвиль на похилу звужувальну поверхню. Вода спрямовувалася каналом до водоприймача, розташованого вище середнього рівня моря, що дозволяло перетворювати енергію хвиль у потенціальну, а потім — у електричну. Берегове розташування таких установок значно спрощує їх експлуатацію та технічне обслуговування.

Вагомим кроком у розвитку хвильової енергетики стала реалізація проєкту «Oceanlinx» в Австралії. Ця станція, введена в експлуатацію на початку XXI

століття, використовує камеру, яка заповнюється водою під дією хвиль, витісняючи повітря через турбіну. Для забезпечення стабільної роботи за змінних умов хвилювання застосовується турбіна з регульованим кутом повороту лопатей. Потужність окремих установок цієї станції може змінюватися в широких межах, а в міську електромережу подається сотні кіловат електроенергії.

Ще одним прикладом комерційного використання хвильової енергії є станція в Португалії, створена за проєктом компанії *Pelamis Wave Power*. В її основі лежать довгі сегментовані пристрої, частково занурені у воду, які нагадують за формою морських змій. Коливання хвиль викликають відносний рух секцій, а внутрішня гідравлічна система перетворює цю енергію в електричну. З часом кількість таких перетворювачів може бути збільшена, що дозволяє нарощувати потужність станції до десятків мегават.

Загалом потенціал хвильової енергетики оцінюється в кілька терават, що співмірно або навіть перевищує сучасний обсяг світового виробництва електроенергії. Хоча потужність хвиль істотно змінюється в часі, сам ресурс є повністю відновлюваним і практично невичерпним. Це робить хвильові електростанції перспективним напрямом розвитку енергетики майбутнього, особливо для прибережних держав.



Рисунок 1.11. Хвильова електростанція

Таким чином, класифікація мікро-ГЕС відбувається за комбінацією зазначених ознак. Наприклад, «статична гірська мікро-ГЕС» може бути низьконапірною русловою станцією з накопичувальним міні-водосховищем, а «стічна сільська мікро-ГЕС» – низьконапірною деріваційною установкою на каналі зрошення. Типові приклади обладнання включають турбінні агрегати компаній GUGLER, Voith чи Andritz для малих напорів, водяні колеса Pit/Kast із французького досвіду тощо, які добре зарекомендували себе в умовах невеликих річок.

Для зручності ключові параметри класифікації підсумовано в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 Ключові параметри ГЕС

За напором	Напір води (метри)
Низьконапірні	3–25 м (низький)
Середньонапірні	25–60 м
Високонапірні	>60 м (високий)

Ці діапазони відповідають типовим значенням, наведеним у фаховій літературі, які використовують при доборі гідротурбін та проектуванні напірних систем.

1.3. Загальна структура мікро-ГЕС та принцип її роботи

Типова мікро-ГЕС складається з декількох основних складових і працює за відомим принципом гідроенергетичної конверсії, за якого енергія водного потоку послідовно перетворюється з однієї форми в іншу. Її робота починається з водозабірної споруди, яка спрямовує частину потоку з річки, каналу або водоскиду до енергетичної установки. На цьому етапі важливо забезпечити

стабільний і рівномірний підвід води, а також захист системи від сміття, наносів і великих часток.

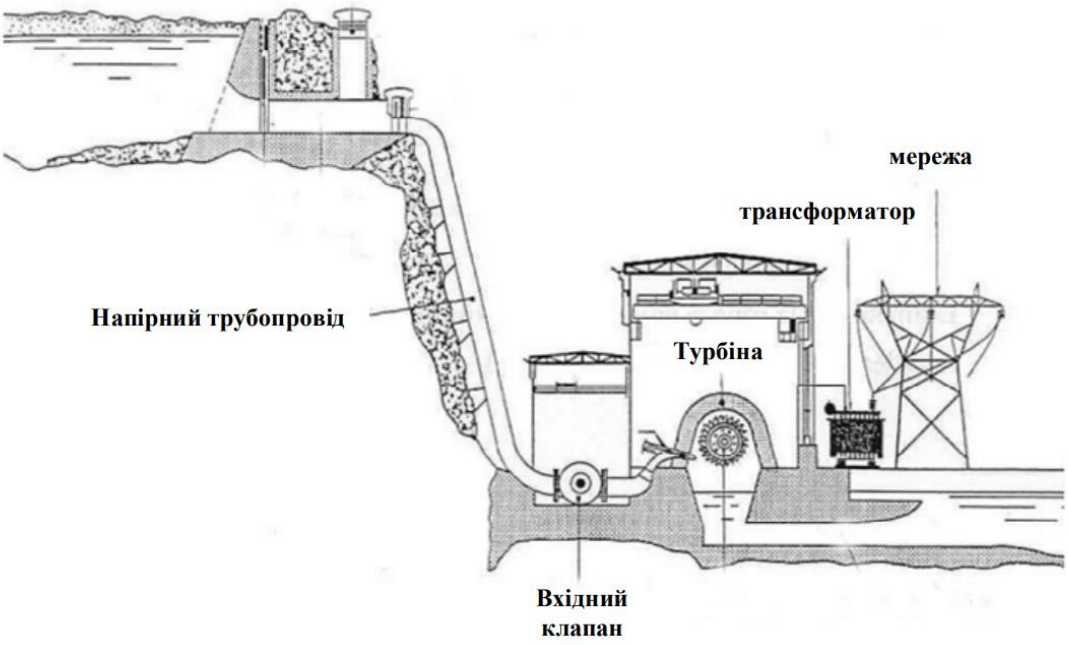


Рисунок 1.12. Схематичне зображення конструкції міні-ГЕС з середнім та високим напором

Основні компоненти системи:

Водозабір (інтеграція із водним потоком). Станція починається з водозабірного пристрою (решітки або греблі малого розміру), який відводить частину потоку до гідросистеми. Інтегрується, як правило, невеликий резервуар або витягнутий за течією ковш (підпірна гребля), де осідає великий мул і сміття. Забір води може відбуватися через канали чи прямо із річки за допомогою водозабірних грат.

Напірний трубопровід (підвідний канал, пенсток). Від витоку у водозабір встановлюють трубопровід (пенсток), що подає воду під тиском до турбіни. У гірських умовах довгий пенсток будують з необхідним ухилом – низькі ділянки труби виконують товщі (щоб витримати тиск), як видно на рисунку конвеєрних міні ГЕС. За вимогою системи управління на вхід пенстока встановлюють регулюючий клапан або заслінку для контролю витрати води і потужності.

Гідротурбіна. По суті серце міні-ГЕС – це турбіна, на яку падає напірна вода. Турбіна перетворює потенційну та кінетичну енергію потоку на механічну (обертання валу). Вибір типу турбіни залежить від місцевих умов (див. класифікацію вище). Пелтонова або турбінка з лопатевими ковшами ефективні при високих напорах, поворотно-лопатеві турбіни (типу Каплан або «пропелер») – при малих напорах. Схему роботи і будову турбіни можна спростити так: вода під тиском спрямовується на лопаті, вал починає обертатися. Механічна енергія обертання передається далі через редуктор (за потреби) на генератор.

Електрогенератор. Вал турбіни приводить в рух генератор (зазвичай синхронний або асинхронний). Генератор виробляє електроенергію (зазвичай змінного струму). У малих ГЕС зазвичай вибирають генератори з частотою 50 (або 60) Гц; для цього служить система керування швидкістю потоку. При зміні навантаження автоматично керівний клапан регулює подачу води, щоб підтримувати постійну частоту обертання і, відповідно, частоту мережі. В сучасних системах може бути також використано перетворення вихідної напруги через інвертор, що дозволяє узгодити частоту незалежно від швидкості вала. Якщо ГЕС працює автономно (поза мережею), електроенергія часто накопичується в акумуляторах через регулятор заряду, а при сполученні з мережею – продається оператору електромережі.

Система управління та регулювання. Крім механічного клапана, мікро-ГЕС оснащена автоматичною системою управління, яка контролює генератор і навантаження. Як правило, передбачено реле захисту, стабілізаційні трансформатори і контролери частоти/напруги. Якщо навантаження падає, система може підключати «резервне» навантаження (акумуляторний банк чи електрорезистор), щоб підтримати стабільну роботу генератора. Важливо, що вся система повинна відповідати вимогам стандартів із безпеки електрообладнання (заземлення, ізоляція тощо).

Хвостовий відвід (ставок–відведення). Після турбіни «відпрацьована» вода виходить у нижній б’єф річки або у спеціальний відвідний канал. При

грамотному проектуванні це забезпечує мінімальний вплив на екосистему – вода повертається в природне русло з незначними втратами тиску.

Отже, у мікро-ГЕС енергія потоку води перетворюється за класичною схемою: вода з витоку подається під тиском до турбіни через пенсток, турбіна обертає генератор, а електроенергія йде до споживачів. Іншими словами, гідроенергія перетворюється в механічну, а та – в електричну.

Підсумовуючи, основними елементами мікро-ГЕС є водозабір і напірна система, турбіна, генератор з системою керування та відвід води. Процес вироблення електроенергії здійснюється завдяки створеному напору води і витраті потоку, а використані технології дозволяють отримувати стабільне постійне навантаження на генератор при мінімальному втручанні в довкілля.

1.4. Нормативно-правові вимоги та стандарти проєктування мікро-ГЕС

Проектування та будівництво мікро-ГЕС в Україні регламентуються численними нормативно-правовими актами. Найважливіші з них – це галузеві закони, будівельні норми і екологічні регламенти. Наприклад, Закон України «Про альтернативні джерела енергії» дає офіційні визначення мікро-, міні- та малих ГЕС (до 0,2 МВт, до 1 МВт і до 10 МВт відповідно). Також Закон «Про електроенергетику» та Міненергетики України затверджують затверджені методики визначення продуктивності і технології малих гідроустановок. Законодавець відніс всі ГЕС на річках (незалежно від потужності) до класу об’єктів підвищеної екологічної небезпеки, тому їх розвиток «повинен здійснюватися зважено і під державним контролем» (постанова КМУ №808).

Систематичним вимогою є проходження оцінки впливу на довкілля (ОВД). Водний кодекс України та Закон «Про ОВД» передбачають, що плановане будівництво чи реконструкція гідроелектростанцій будь-якої потужності на річках підлягає обов’язковій екологічній експертизі та громадському

обговоренню. Тобто перед остаточним рішенням на будівництво мікро-ГЕС потрібно підготувати детальну доповідь з оцінки впливу на довкілля, провести консультації з громадськістю та отримати відповідний висновок.

У рамках містобудівної процедури проектувальник обов’язково має отримати містобудівні умови і обмеження (МУО) та технічні умови на електроживлення і водокористування. Згідно з Законом «Про регулювання містобудівної діяльності» навіть мікро-ГЕС класифікуються як об’єкти будівництва і потребують відповідного проекту (з врахуванням класу наслідків згідно з ДБН В.1.1-1), дозволу на виконання будівельних робіт та реєстрації декларації про початок будівництва.

Що стосується самих норм проектування, то застосовуються Державні будівельні норми (ДБН) та Державні стандарти (ДСТУ) галузі гідротехнічного будівництва. Зокрема, ДБН В.2.4-3:2010 «Гідротехнічні споруди. Основні положення» розповсюджується на всі види гідротехнічних конструкцій, включаючи водозабірні будови і малі греблі. Ці норми визначають вимоги до міцності, надійності і безпеки споруд, передбачаючи захист життя людей та довкілля при експлуатації. Так, проектувальники зобов’язані дотримуватися положень будівельного регламенту (№ 855 від 2016 р.), технічних регламентів (наприклад, «Про будівельні вироби»), а також специфічних ДСТУ з гідроустаткування (наприклад, ДСТУ Б В.2.5-… на трубопроводи чи арматуру для гідротехнічних об’єктів).

Крім того, вводяться екологічні стандарти: передбачено створення мінімальних екологічних витрат річки, проєктування обхідних лотків або рибопропускних споруд (відповідно до Водного кодексу), нормалізація шуму гідроагрегатів, охорона ґрунтів і рослинності в зоні будівництва. У процесі робіт слід керуватися Правилами охорони вод (затверджені Кабміном) та Санітарними нормами гідрографічної безпеки. На завершальній стадії передбачені екологічні вимоги щодо рекультивації порушених земель та моніторингу довкілля.

Нарешті, існує ряд міжнародних стандартів і рекомендацій, що застосовуються у проєктуванні малих ГЕС. Наприклад, ISO/TC 339 визначає

принципи планування і дизайну малих гідроенергетичних об’єктів, а міжнародні електротехнічні норми (IEC) регламентують генераторне обладнання і системи автоматизації. В ЄС розвиток мікро-ГЕС також регулюється Європейською директивою щодо відновлюваних джерел (RED), яка стимулює «чисті» технології в енергетиці. У цілому, проєктування мікро-ГЕС має забезпечувати не лише технічну ефективність, але й повну відповідність законодавчо визначеним екологічним, безпековим та інженерним стандартам.

Висновок до розділу 1

Отже, типова мікро-гідроелектростанція являє собою технічно цілісну та логічно вибудувану систему, в якій кожен елемент виконує визначену функцію у процесі перетворення енергії водного потоку в електричну. Послідовність енергетичної конверсії — від підведення води до її повернення в природне русло — забезпечує ефективну, безперервну та екологічно збалансовану роботу установки. Завдяки простоті конструкції, адаптивності до місцевих гідрологічних умов і мінімальному впливу на довкілля мікро-ГЕС є перспективним джерелом відновлюваної енергії для автономного та локального електропостачання, особливо в регіонах із наявними водними ресурсами та обмеженим доступом до централізованих енергомереж.

2. ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЕКТУВАННЯ МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РУСЛОВОГО ТИПУ НА ОСНОВІ ПОКАЗНИКА LCOE (НАВЕДЕНА ВАРТІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ)

Сьогодні близько 81,4 % первинної енергії у світі одержується з викопних ресурсів (вугілля, нафти, природного газу) [3, 4]. Це вказує на те, що викопні види палива й досі домінують в енергетиці, незважаючи на їхній негативний вплив на довкілля і екосистеми [4]. Потреба скорочувати споживання викопного палива за одночасного збільшення енергетичних потужностей через зростання глобального попиту на енергію змушує міжнародну спільноту нарощувати внесок відновлюваних джерел у виробництво електроенергії [4,5].

Серед відновлюваних джерел гідроенергетика є одним із найефективніших і найнадійніших завдяки простоті та зрілості технології. Особливо перспективними вважаються малі проточні ГЕС — тип ГЕС без резервуара, де вироблення енергії миттєво пропорційне подачі води [6]. Малі проточні ГЕС мають менші інвестиційні витрати, менший негативний вплив на довкілля та коротший час будівництва порівняно з великими ГЕС із водосховищем [7]. Наприклад, вони спричинюють менше проблем із затопленням територій та осадженням, м’якше впливають на міграцію риби та зменшують проблеми з судноплавством, типовими для великих гідроелектростанцій [7]. Ще одна перевага — використання малих турбін, які можна виготовляти локально, що стимулює створення робочих місць і розвиток місцевої промисловості [8,9].

Завдяки цим перевагам малі проточні ГЕС легше отримують підтримку з боку громадськості та уряду порівняно з великими дамбовими проєктами [10]. Зокрема, в [10]. показано, що потенціал малих ГЕС (1–10 МВт) у країнах Африки на південь від Сахари становить близько 21 800 МВт, і проточні ГЕС узагалі відносять до категорії малих ГЕС [9, 11]. У Камеруні потенціал малої гідроенергетики оцінюється близько 970 МВт [11]. Тому малі ГЕС, зокрема проточні, можуть бути доцільним рішенням для електрифікації сільських регіонів Африки.

Незважаючи на те, що проточні ГЕС є кращою альтернативою станціям із дамбами [12, 13], їхня непередбачувана генерація енергії ускладнює проєктування та експлуатацію, особливо без накопичувачів та за відсутності точної оцінки виробітку протягом життєвого циклу проєкту [14].

Метою цього розділу є розробка моделі для попереднього проєктування та техніко-економічної оптимізації малих проточних ГЕС. Така модель допоможе проєктувальникам, енергетикам та інвесторам ефективніше, простіше й швидше проводити передінвестиційні розрахунки. На відміну від багатьох існуючих моделей (наприклад, HOMER, RETScreen), які потребують великого обсягу вхідних даних, запропонована модель працює з мінімально необхідними даними (середньодобові витрати води та загальний напір) і, натомість, генерує максимум корисної інформації. Наразі існуючі моделі часто вимагають спеціалізованих знань у галузі енергетики, попереднього проєктування чи детальної інформації про ринок гідрообладнання (ціни на обладнання, витрати на обслуговування тощо).

Дане дослідження розпочинається із огляду існуючих моделей у літературі, що стосуються гідроенергетичних проєктів (зокрема моделей проєктування компонентів ГЕС, оцінки виробітку електроенергії, а також оцінки інвестиційних, експлуатаційних та технічних витрат). Потім відбираються та адаптуються моделі, що відповідають умовам нашої задачі, і реалізується програма, основана на рівняннях цих моделей та оптимізації за допомогою генетичного алгоритму. Після розробки технічної моделі вона інтегрується в економічну модель, де функція собівартості енергії виступає об’єктивною функцією. Оскільки цільова функція є недиференційовною через включені дискретні рівняння, для її оптимізації застосовується генетичний алгоритм, що вже довів свою ефективність у подібних задачах [15,16].

В літературі існує багато робіт з оптимального проєктування малих ГЕС, зокрема проточних, з метою зменшення витрат, максимізації виробітку або рентабельності проєкту [17, 18]. Деякі дослідники фокусувалися на оптимальному проєктуванні напірного трубопроводу для зменшення початкових

і експлуатаційних витрат, адже на нього припадає значна частина бюджету малої ГЕС [19]. Інші працювали над вибором оптимальної турбіни для максимізації виробітку чи економічної вигоди інвестиції [20, 21]. Також багато хто розробляв емпіричні кореляції для оцінки вартості проектів малих ГЕС, що дозволяє створювати інструменти для техніко-економічної оптимізації [18]. Наявні роботи зазвичай враховують обмежену кількість параметрів одночасно.

Зазвичай у дослідженнях з оптимізації проточних ГЕС беруть до уваги не більше двох турбін, щоб не надто ускладнювати й не подорожчувати проєкт. У цьому ж дослідженні розроблено комплексну методологію проєктування з урахуванням багатьох турбін, яка поєднує механічні, гідравлічні та електричні обмеження.

Запропонована модель дозволяє враховувати більше ніж дві турбіни: хоча більша їх кількість збільшує вартість, вона також дозволяє повніше використовувати доступний гідроенергетичний ресурс, збільшуючи виробництво та реалізацію електроенергії. Модель детально розраховує інвестиційні, відновні, експлуатаційні та ремонтні витрати проєкту протягом його життя, що важливо, оскільки витрати на експлуатацію та обслуговування часто ігноруються, хоча вони суттєво впливають на загальну собівартість. Враховується вибір генератора за ринковими параметрами, використання редуктора обертів, діаметр аераційної (гідравлічної) труби (для захисту трубопроводу від гідравлічного удару), основні розміри колеса турбіни, питомісна і номінальна швидкість турбіни, а також максимальний всмоктувальний напір (щоб уникнути витрат на виїмку ґрунту).

Модель дозволяє симулювати режим роботи обладнання (трубопровід, турбіни, генератори), зокрема розраховувати середньодобові витрати води на кожну турбіну, кількість турбін у роботі щодня, середньодобові швидкості потоку в трубопроводі, втрати напору від тертя та місцеві втрати, сумарні втрати напору, чистий напір і вироблену енергію.

Важливою особливістю є врахування максимальної довжини напірного трубопроводу, яка не повинна перевищувати таку величину, щоб сумарні втрати

напору перевищували 4 % від загального напору. У багатьох існуючих моделях довжина трубопроводу не оптимізується. Також зауважимо, що запропонована оптимальна конфігурація спрямована на мінімізацію наведеної вартості електроенергії.

2.1. Матеріали та методи: опис розробленої моделі

2.1.1 Процедура проєктування

Загалом проєктування малої руслової гідроелектростанції базується на технічних знаннях і практичному досвіді гідроенергетиків, доповнених математичними інструментами, які підтримують аналіз та дозволяють наближено оцінити велику кількість можливих рішень залежно від конкретних умов майданчика. На основі низки припущень у цьому дослідженні запропоновано числову модель оптимізації проєктування малої руслової гідроелектростанції за критерієм зведеної вартості електроенергії з метою спрощення передпроєктних техніко-економічних досліджень для цього типу об’єктів. Запропонована числова модель спрямована на отримання узагальнених наближених результатів для підтримки попередньої оцінки доцільності реалізації проєкту на конкретному майданчику з використанням обмеженого обсягу вихідних даних — аж до середніх добових витрат води та повного напору.

Припущення, на яких базується числова модель, є такими:

- ✓ напірні трубопроводи заглиблюються в ґрунт лише за умови мінімальної потреби у скельних розробках. Оскільки земляні роботи призводять до додаткових витрат, у цьому дослідженні прийнято, що напірні трубопроводи прокладаються над поверхнею землі, що, відповідно, забезпечує додатний напір на всмоктуванні;
- ✓ електростанція підключена до існуючої електричної мережі, а отже, вся вироблена електроенергія реалізується;

- ✓ електростанція перебуває в постійній експлуатації: аварійні відмови відсутні, а за наявності кількох турбін передбачається, що планове технічне обслуговування може виконуватися без зупинки виробництва;
- ✓ втрати електроенергії в лініях електропередачі не враховуються;
- ✓ з метою узагальнення моделі конфігурація напірного трубопроводу та його місцеві опори вважаються достатньо близькими до конфігурацій гідроелектростанції, на основі яких розроблено залежність між повними втратами напору та втратами на тертя; ця формула дозволяє визначати повні втрати напору за втратами на тертя, довжиною напірного трубопроводу та повним напором і була визнана придатною для гідроенергетичних проєктів, оскільки коефіцієнт кореляції отриманої залежності становить 0,837, що перебуває в допустимих межах;
- ✓ відбір води з водотоку здійснюється за допомогою водозливної греблі, яка не забезпечує значного акумулювання води, оскільки призначення утримуючої споруди полягає лише у підтриманні сталого рівня води для гарантованого водопостачання водозабору та напірного трубопроводу. Крім того, споруда обладнана елементами, необхідними для нормальної експлуатації електростанції, зокрема пристроями для запобігання потраплянню завислих наносів;
- ✓ топографія майданчика є придатною для виробництва гідроелектроенергії;
- ✓ повний напір вважається сталим, а у випадку низьконапірних схем (2–30 м), де це припущення не виконується, використовується середнє значення виміряного повного напору;
- ✓ числова модель зосереджена на малих руслових гідроелектростанціях потужністю від 500 кВт до 10 МВт, охоплюючи як низьконапірні, так і високонапірні проєкти (3–20 м та понад 100 м відповідно), а також конфігурацію, за якої водозабір

безпосередньо з’єднаний з напірним трубопроводом, як показано на рисунку 2.1.

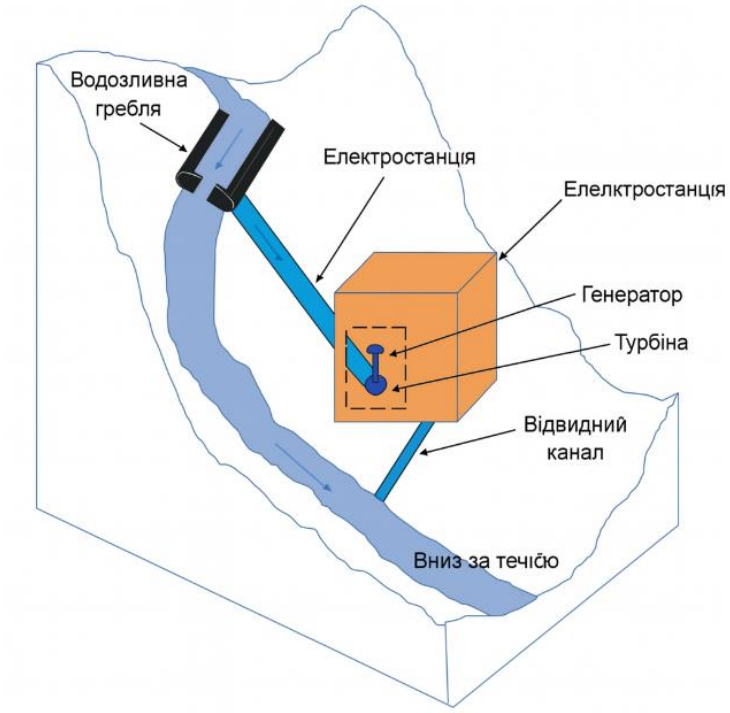


Рисунок 2.1 Конфігурація майданчика моделі

Отже, процедура, що використовується для проєктування дериваційної (run-of-river) гідроелектростанції, є такою:

1. Проєктування напірного водоводу: розрахунок його діаметра, товщини стінки та діаметра аераційної труби;
2. Визначення оптимальної кількості турбін;
3. Оптимальний вибір турбіни: тип турбіни, допустима висота всмоктування, розрахункова витрата, номінальний напір, номінальна потужність, частота обертання, питома швидкість та основні габаритні розміри робочих коліс турбіни;
4. Вибір генератора: тип генератора, частота, кількість пар полюсів, номінальна потужність і частота обертання;
5. Вибір доцільності використання або відмови від застосування підвищувального редуктора (мультиплікатора швидкості) між турбіною та генератором;

6. Оцінка річного виробітку електроенергії;

7. Оцінка інвестиційних, експлуатаційних і витрат на технічне обслуговування проєкту протягом усього терміну його служби;

8. Розрахунок економічних критеріїв: сукупна вартість життєвого циклу (LCC), приведена собівартість електроенергії (LCOE), чиста приведена вартість (Net Present Value, NPV) та строк окупності інвестицій.

9. Вибір технічного рішення з найкращим значенням LCOE;

10. Моделювання режимів роботи обладнання спроєктованої деріваційної ГЕС (напірних водоводів, турбін і генераторів), що дає змогу оцінити середньодобові витрати води, які приводять у дію кожну турбіну; кількість турбін, задіяних у кожен день року; середньодобові швидкості потоку води у напірному водоводі; втрати на тертя, місцеві та сумарні середньодобові втрати напору в напірному водоводі; середньодобові корисні напори та середньодобові обсяги виробленої енергії.

2.1.2 Визначення витрати води обладнання

Витрата води обладнання — це максимальна витрата, яку може пропустити установка без виникнення неприйнятних втрат; крім того, витрата води обладнання визначається на основі кривої тривалості витрат.

Згідно [1-20], вибір витрати води обладнання також залежить від типу застосування — автономна система чи система, під’єднана до електричної мережі. Саме з цієї причини витрата води обладнання в даній роботі буде знаходитися в інтервалі між 25-м (Q_25) та 15-м (Q_15) квартилями витрат.

Криву тривалості витрат буде отримано шляхом ранжування середньодобових витрат води від найбільшої до найменшої та обчислення ймовірності перевищення кожної витрати за формулою:

$$P = \frac{m}{N+1} \times 100\% \quad (2.1)$$

де m — ранг витрати у виконаній класифікації, а N — загальна кількість зафіксованих значень витрат (у нашому випадку N = 365, оскільки дослідження базується на середньодобових витратах води).

2.1.3. Вибір технології турбіни та генератора

Вибір типу турбіни. Тип турбіни може бути попередньо обраний на основі діаграми, наведеної на рисунку 2.2, за умови відомих розрахункової витрати води, визначеної на попередньому етапі, та номінального напору досліджуваного майданчика.

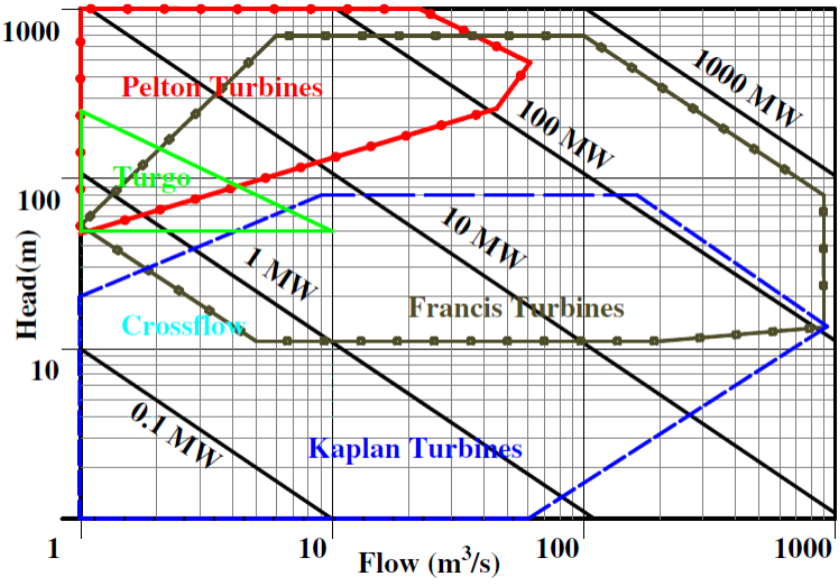


Рисунок 2.2 Схема застосування турбіни

Як видно з наведеної вище діаграми, існують ситуації, за яких значення розрахункової витрати та номінального напору досліджуваного майданчика можуть відповідати декільком типам турбін. Турбіни Каплана, Френсіса та Пелтона є єдиними типами турбін, що розглядаються в цьому дослідженні,

оскільки саме вони забезпечують найвищі коефіцієнти корисної дії; отже, вибір часто доводиться робити саме між ними. Відповідно до даних таблиці 2.1, турбіни Пелтона та Каплана краще сприймають коливання витрати та напору, у зв'язку з чим їм часто надається перевага.

Таблиця 2.1. Сприйнятливість до коливань витрати та напору

Тип турбіни	Допустимість коливань витрати	Допустимість коливань напору
Пелтона	Висока	Низька
Френсіса	Середня	Низька
Каплана з подвійним регулюванням	Висока	Висока
Каплана з одинарним регулюванням	Висока	Середня
Пропелерна	Низька	Низька

Після вибору типу турбіни мінімальну та максимальну частоту обертання турбіни можна визначити з використанням таблиці 2.2 та формули (2.2):

$$n = \frac{n_{QE} \cdot (gH_{rated})^{3/4}}{\sqrt{Q_{design}}} \tag{2.2}$$

де n — частота обертання турбіни, об/хв;

n_{QE} — питомий коефіцієнт швидкохідності турбіни;

g — прискорення вільного падіння, м/с²;

H_{rated} — номінальний напір, м;

Q_{design} — розрахункова витрата турбіни, м³/с.

Таблиця 2.2 Діапазони питомої швидкохідності для кожного типу турбіни

Тип турбіни	Діапазон
Пелтона з однією форсункою	$0{,}005 \le n_{QE} \le 0{,}0250$
Пелтона з *n* форсунками	$0{,}005 \cdot n^{0{,}5} \le n_{QE} \le 0{,}025 \cdot n^{0{,}50}$
Френсіса	$0{,}05 \le n_{QE} \le 0{,}33$
Каплана, пропелерні, бульбові	$0{,}19 \le n_{QE} \le 1{,}55$

Далі в цьому дослідженні як частоту обертання турбіни на початковому етапі приймають стандартну швидкість з таблиці 2.3, яка є безпосередньо меншою за максимальну швидкість, розраховану вище.

Таблиця 2.3. Синхронна частота обертання генератора.

Кількість полюсів	Частота обертання для частоти 50 Гц (об/хв)
2	3000
4	1500
6	1000
8	750
10	600
12	500
14	428
16	375
18	333
20	300
22	272
24	250
26	231
28	214

Нарешті, питома швидкість n_{QE}nQE та максимально допустимий всмоктувальний напір H_sHs у випадку реактивних турбін можуть бути визначені за рівняннями (2.2) і (2.3):

$$H_s = H_a - H_v + \frac{v^2}{2g} - \sigma_{\text{тип турбіни}}\, H_{\text{rated}} \tag{2.3}$$

У рівнянні (2.3) коефіцієнт σ обчислюється за рівняннями (2.4) і (2.5), де $V = 2$ м/с як це рекомендовано.

$$\sigma_{\text{Kaplan}} = 1.5241\, n_{QE}^{1.46} + \frac{v^2}{2gH} \tag{2.4}$$

$$\sigma_{\text{Francis}} = 1.2715\, n_{QE}^{1.41} + \frac{v^2}{2gH} \tag{2.5}$$

Якщо максимально допустимий всмоктувальний напір є від'ємним, виникає необхідність виконання виїмки ґрунту (додаткові цивільні роботи), що призводить до зростання вартості проєкту. Для уникнення цього необхідно змінити частоту обертання турбіни з метою отримання невід'ємного значення максимально допустимого всмоктувального напору. Якщо стандартна частота обертання з табличних значень дозволяє отримати додатний максимально допустимий всмоктувальний напір, проблему можна вирішити також у процесі оптимізації шляхом вибору витрати обладнання, що дає змогу дотриматися цього обмеження (через проєктну витрату).

Основні габаритні розміри робочих коліс турбін також оцінюються з метою подальшого обґрунтування вибору.

• Турбіни Пелтона

Для заданої частоти обертання робочого колеса турбіни Пелтона її діаметр може бути визначений за такими рівняннями:

$$D_1 = 0.68\,\frac{\sqrt{H_{\text{rated}}}}{n} \tag{2.6}$$

$$B_2 = 1.68\,\sqrt{\frac{Q_{\text{design}}}{n_{\text{jet}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{H_{\text{rated}}}}} \tag{2.7}$$

$$D_e = 1.178\,\sqrt{\frac{Q_{\text{design}}}{n_{\text{jet}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{H_{\text{rated}}}}} \tag{2.8}$$

де n — частота обертання, об/хв;

n_{jet} — кількість сопел;

H_{rated}— номінальний напір, м;

g — прискорення вільного падіння, м/с².

Параметр D_1 визначається як діаметр кола, що описує середню лінію ковшів, м.

B_2 — ширина ковша, яка в основному залежить від витрати та кількості сопел.

D_e — діаметр сопла, м.

Загалом має виконуватися нерівність $D_1/B_2 > 2.7$ у протилежному випадку необхідно виконати новий розрахунок із меншою частотою обертання або з більшою кількістю сопел .

• Турбіни Френсіса

Орієнтовні діаметри робочого колеса турбіни Френсіса можуть бути визначені за рівняннями (9)–(11), при цьому їх позначення наведені на рисунку 2.3.

$$D_3 = 84.5\left(0.31 + 2.488\, n_{QE}\right)\frac{\sqrt{H_{\text{rated}}}}{60\, n} \tag{2.9}$$

$$D_1 = \left(0.4 + \frac{0.095}{n_{QE}}\right) D_3 \tag{2.10}$$

де D_3 — вихідний (зовнішній) діаметр робочого колеса, м;

D_1 — вхідний діаметр робочого колеса, м;

n_{QE} — питомісна швидкість турбіни;

H_{rated} — номінальний напір, м;

n — частота обертання турбіни, об/хв.

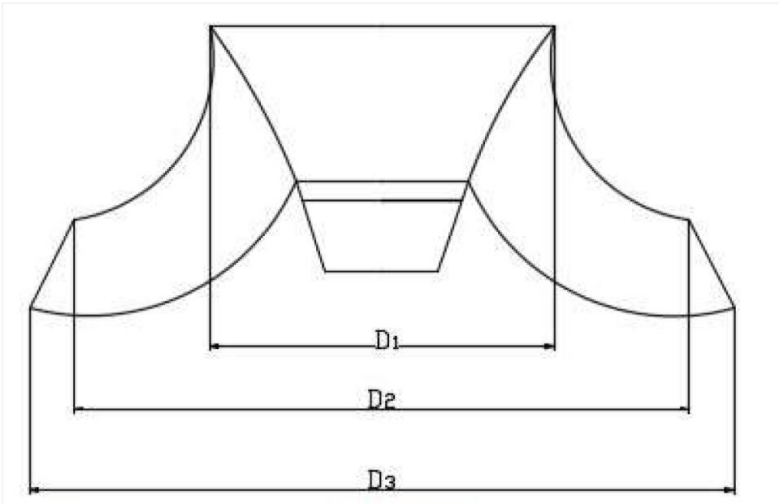


Рисунок 2.3. Поперечний переріз бігуна Френсіса

Вхідний діаметр визначається наведеним нижче рівнянням для $n_{QE} > 0.164$:

$$D_2 = \frac{D_3}{0.96 + 0.3781\, n_{QE}} \tag{2.11}$$

Для $n_{QE} < 0.164$ приймається $D_1 = D_2$.

• Турбіни Каплана

Орієнтовні (довідкові) діаметри робочого колеса турбіни Каплана визначаються за рівняннями (12) і (13) та показані на рисунку 2.4:

$$D_e = 84.5\left(0.79 + 1.602\, n_{QE}\right)\frac{\sqrt{H_{\text{rated}}}}{60\, n} \tag{2.12}$$

$$D_i = \left(0.25 + \frac{0.0951}{n_{QE}}\right)\cdot D_e \tag{2.13}$$

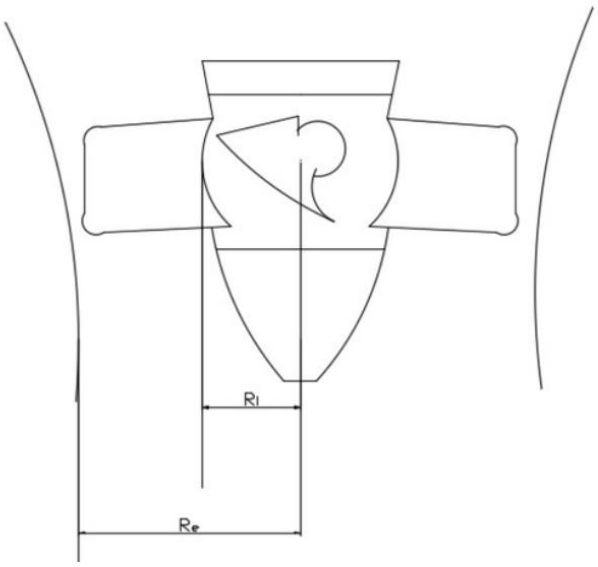


Рисунок 2.4. Поперечний переріз турбіни Каплана

На цьому етапі, виходячи з частоти обертання турбіни, також можливо оцінити необхідність застосування підвищувача швидкості (редуктора). Згідно з рекомендаціями, підвищувач швидкості використовується лише для узгодження турбін, частота обертання яких є меншою ніж 428,57 об/хв, зі стандартними генераторами (альтернаторами) з номінальними швидкостями обертання в діапазоні від 750 до 1500 об/хв.

Інші характеристики турбіни можуть бути визначені за наведеними нижче формулами:

$$H_{\text{rated}} = H_{\text{min}} = 0.96\, H_{\text{gross}} \tag{2.14}$$

$$P_{\text{turbine}} = \eta_{\text{turbine}}\, Q_{\text{design}}\, H_{\text{rated}} \tag{2.15}$$

де: P_{turbine} — номінальна потужність турбіни, кВт;

η_{turbine} — номінальний коефіцієнт корисної дії турбіни;

H_{rated}— номінальний напір турбіни, м;

H_{min} — мінімальний корисний напір турбіни, м;

H_{gross}— повний (брутто) напір турбіни, який для реактивних турбін визначається як різниця рівнів води у верхньому та нижньому б'єфах, а для імпульсних турбін — як різниця між рівнями води у верхньому та нижньому б'єфах за вирахуванням висоти струменя сопла над нижнім б'єфом, яка приймається рівною 1 м [17];

Q_{design} — проєктна витрата води турбіни, м³/с;

$Q_{\text{equipment}}$— витрата обладнання електростанції, м³/с;

n_t — кількість турбін.

Очікуваний номінальний ККД турбіни може бути оцінений за таблицею 2.4.

Таблиця 2.4 – Типові значення ККД малих турбін

Тип турбіни	Найвищий ККД
Каплан (одинарне регулювання)	0.91
Каплан (подвійне регулювання)	0.93
Френсіс	0.94
Пелтон (n сопел)	0.90
Пелтон (1 сопло)	0.89
Турго	0.85

2.1.4. Вибір генератора

Оскільки це дослідження присвячене проєктуванню руслової гідроелектростанції, тип генератора в усіх випадках приймається асинхронним з частотою 50 Гц, як це має місце, наприклад, у Камеруні.

Щодо частоти обертання генератора, у разі відсутності підвищувача швидкості генератор має ту саму швидкість обертання, що й турбіна. В іншому випадку приймається стандартна частота обертання 750 об/хв. Кількість пар полюсів може бути визначена за таблицею 3, наведеною раніше.

Номінальна потужність генератора визначається за формулою (2.16):

$$P_{\text{generator}} = \eta_{\text{generator}}\,\eta_{\text{increaser}}\,\eta_{\text{turbine}}\,Q_{\text{design}}\,H_{\text{rated}} \tag{2.16}$$

де $\eta_{\text{generator}}$ — номінальний ККД генератора, що залежить від його номінальної потужності (див. таблицю 2.5);

$\eta_{\text{increaser}}$— ККД підвищувача швидкості, який приймається рівним 0.97;

η_{turbine} — номінальний ККД турбіни.

Згідно з рекомендаціями , ККД генератора змінюється в межах від 0.96 до 0.98.

Таблиця 2.5 – Типові значення ККД малих генераторів

Номінальна потужність, кВт	Найвищий ККД
10	0.91
50	0.94
100	0.95
250	0.955
500	0.96
1000	0.97

2.1.5 Проєктування напірного трубопроводу

2.1.5.1 Розрахунок діаметра напірного трубопроводу

Для розрахунку оптимального діаметра насамперед необхідно визначити інтервал максимальної швидкості у взаємозв'язку з напором для розглянутого випадку, що наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. Максимальна швидкість у напірному трубопроводі залежно від напору

Напір (м)	Максимальна швидкість (м/с)
Низький напір (50 < H)	2–3
Середній напір (50 < H < 250)	3–4
Високий напір (H > 250)	4–5

Далі, з урахуванням максимальних і мінімальних швидкостей, наведених у таблиці 2.6, мінімальний та максимальний діаметри напірного трубопроводу можуть бути визначені за рівняннями (2.17) та (2.18):

$$D_{min} = \sqrt{\frac{4Q_{design}}{V_{max}\pi}} \tag{2.17}$$

$$D_{max} = \sqrt{\frac{4Q_{design}}{V_{min}\pi}} \tag{2.18}$$

Після визначення цих меж діаметр у межах інтервалу, який забезпечує найкраще значення цільової функції, повинен бути розрахований із використанням оптимізаційного алгоритму, що буде представлено в наступних підрозділах.

2.1.5.2. Розрахунок товщини напірного трубопроводу

Для визначення товщини напірного трубопроводу можуть бути використані три методи, наведені нижче. Далі приймається максимальне значення з трьох, отриманих за цими методами.

Перший метод використовує ітераційну процедуру:

Запропонувати початкове значення товщини e.

Розрахувати e, h_{max} та e_{min}.

Порівняти e та e_{min}:

якщо e < e_{min}, то розпочати знову з більшим значенням e і e > e_{min}. Намагатися підібрати e, рівне наявній стандартній товщині стінки, яка є найближчою, але більшою або рівною розрахунковій, і повторити розрахунок.

Повторювати два попередні кроки до тих пір, поки мінімальна доступна товщина стінки не стане більшою за e_{min}.

Для труб з м'якої сталі товщину e слід збільшити на 1,5 мм з метою врахування корозійних впливів.

Параметри, згадані вище, розраховуються за такими рівняннями:

$$h_{surge} = \frac{CV}{g} \tag{2.19}$$

$$C = \frac{1}{\sqrt{\rho\left(\frac{1}{t}+\frac{D}{Ee}\right)}} \tag{2.20}$$

$$e_{min} = \frac{\rho g h_{max} DF}{2\sigma} \tag{2.21}$$

$$H_{max} = H_{gross} + H_{surge} \tag{2.22}$$

де: $H_{su}{}^{rge}$ — напір від гідравлічного удару (м);

H_{max} — максимально можливий напір тиску, який сприймається трубопроводом (м);

H_gross — загальний напір (м);

C — швидкість поширення хвилі тиску у воді (м/с);

V — швидкість потоку при повністю відкритому клапані (м/с);

ρ — густина води (кг/м³);

k — модуль об’ємної пружності води (Н/мм²);

E — модуль Юнга (модуль пружності) матеріалу труби (Н/м²);

D — діаметр труби (м);

e — товщина стінки труби (мм);

e_{min} — мінімальна товщина стінки труби (мм);

g — прискорення вільного падіння (м/с²);

F — коефіцієнт запасу міцності, зазвичай 3;

σ — границя міцності матеріалу труби при розтягуванні (Н/мм²).

Два інші методи, відповідно до двох наведених нижче рівнянь, застосовуються для оцінювання мінімальної товщини стінки, яка забезпечує достатню жорсткість напірного трубопроводу для його експлуатації без небезпеки деформації в польових умовах:

$$e_{min} = 2.5D + 1.2 \tag{2.23}$$

де D — діаметр у метрах.

$$e_{min} = \frac{D + 508}{400} \tag{2.24}$$

де D — діаметр у міліметрах.

де D — діаметр у міліметрах.

2.1.5.3 Розрахунок діаметра повітряного клапанного трубопроводу

Напірний трубопровід може зруйнуватися внаслідок високого вакууму (негативного тиску). Максимально допустимий негативний тиск, який може витримати матеріал, визначається за формулою нижче (у кН/мм²):

$$P_c = 882500\left(\frac{e}{D}\right)^3 \tag{2.25}$$

Коли встановлено аераційну (повітряну) трубу, її діаметр може бути зменшений, за формулою (2.26):

$$d = 7.47\sqrt{\frac{Q_{design}}{\sqrt{P_c}}} \tag{2.26}$$

для $P_c \leq 0.49$ кН/мм².

В іншому випадку мінімально рекомендований діаметр повинен бути розрахований за формулою (2.27):

$$d = 8.94\sqrt{Q_{design}} \tag{2.27}$$

2.2. Модель роботи турбіни

Для моделювання роботи турбіни враховуються не лише мінімальна та максимальна витрати води турбіною — відповідно Q_{min} та Q_{max} — але й витрата безпеки Q_{safety}, яка є максимальною експлуатаційною витратою гідроелектростанції.

Витрата безпеки є важливим параметром, оскільки, якщо витрата, що використовується електростанцією, перевищує Q_{safety}, станція може зазнати пошкоджень.

Ця витрата відповідає значенню з імовірністю перевищення 2 %. Оскільки в цьому дослідженні розглядається модель електростанції з кількома однаковими турбінами (n), для більш ефективного використання гідроресурсу, з урахуванням наведених вище обмежень, у роботі використовується наступний алгоритм експлуатації:

$$Q_{exploitable}(j) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } Q_{exploitable}(j) < Q_{min} (1) \\ Q_{exploitable}(j), & \text{якщо } Q_{min} \le Q_{exploitable}(j) \le Q_{max} (2) \\ Q, & \text{якщо } Q_{max} < Q_{exploitable}(j) \le nQ_{max} (3) \\ nQ_{max}, & \text{якщо } nQ_{max} < Q_{exploitable}(j) < Q_{safety} (4) \\ 0, & \text{якщо } Q_{exploitable}(j) \ge Q_{safety} (5) \end{cases} \quad (2.28)$$

У першому випадку (1) жодна турбіна не працює.

У випадку (2) працює одна турбіна, і використовується вся доступна для експлуатації витрата.

У випадку (3) працюють (x + 1) турбін таким чином, що $Q = y * (x + 1) \cdot Q_{max}$, де $0 \le y \le 1$ — найменше ціле число, більше ніж $\frac{Q}{Q_{max}}$ (тобто $x = Q/Q_{max} \le x < x + 1$).

У випадку (4) усі n турбін працюють у номінальному режимі, кожна з них використовує максимальну витрату, яку може переробити турбіна, а надлишкова витрата понад $n \cdot Q_{max}$n· втрачається.

У випадку (5) жодна турбіна не працює.

Мінімальна витрата $Q_{residual}$, яка не може бути використана з екологічних міркувань, у цій роботі приймається рівною 10 % середньорічної витрати водотоку з метою забезпечення більш екологічно відповідного проєкту.

Це приводить до:

$$Q_{exploitable}(j) = Q_{available}(j) - Q_{residual} = Q_{available}(j) - 0.1\, Q_{interannual} \quad (2.29)$$

де $Q_{exploitable}$ — експлуатаційна витрата, м³/с;

$Q_{available}$ — доступна витрата, м³/с;

$Q_{interannual}$ — середньодобова витрата, доступна протягом року, м³/с.

Формули для розрахунку середньодобових значень втрат напору та корисного напору для кожного дня j року наведено нижче [23]:

$$V(j) = \frac{4Q_{exploitable}(j)}{D^2\pi} \tag{2.30}$$

$$\Delta H_{friction}(j) = \frac{\lambda V(j)^2 L}{2Dg} \tag{2.31}$$

де

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda(j)}} = -2\log_{10}\left(\frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{Re(j)\sqrt{\lambda(j)}}\right) \tag{2.32}$$

$$Re(j) = \frac{V(j)D}{\nu} \tag{2.33}$$

$$\Delta H_{total}(j) = 2.644\left(\frac{L}{H_{gross}}\right)^{-0.19}\Delta H_{friction}(j) \tag{2.34}$$

$$\Delta H_{singular}(j) = \Delta H_{total}(j) - \Delta H_{friction}(j) \tag{2.35}$$

$$H_{net}(j) = H_{gross} - \Delta H_{total}(j) \tag{2.36}$$

де:H_gross — загальний напір (м);

H_net(j) — корисний (нетто) напір j-го дня (м);

ΔH_friction(j) — втрати напору на тертя j-го дня (м);

ΔH_singular(j) — місцеві втрати напору j-го дня (м);

ΔH_total(j) — сумарні втрати напору j-го дня (м);

λ(j) — коефіцієнт гідравлічного тертя j-го дня (–);

V(j) — швидкість потоку j-го дня (м/с);

L — довжина напірного трубопроводу (м);

D — діаметр напірного трубопроводу (м).

g — прискорення вільного падіння (м/с²);

ε — висота шорсткості зварної сталі (мм);

ν — кінематична в’язкість води (м²/с);

Re(j) — число Рейнольдса j-го дня (–);

$Q_{exploite}d(j)$ — експлуатаційна витрата j-го дня (м³/с).

Аналогічно можуть бути оцінені середньодобові потужності та енергії за такими формулами:

$$P_{hyd}(j) = g\, Q_{exploited}(j)\, H_{net}(j) \quad (2.37)$$

$$P_{mech}(j) = \eta_{turbine}(j)\, P_{hyd}(j) \quad (2.38)$$

$$P_{elec}(j) = \eta_{transformer}\, \eta_{generator}\, P_{mech}(j) \quad (2.39)$$

$$E_{elec}(j) = 24\, P_{elec}(j) \quad (2.40)$$

де:P_hyd(j) — гідравлічна потужність j-го дня (кВт);

P_mech(j) — механічна потужність j-го дня (кВт);

P_elec(j) — електрична потужність j-го дня (кВт);

E_elec(j) — електрична енергія j-го дня (кВт·год);

η_turbine(j) — ККД турбіни j-го дня (–);

η_generator — середній ККД генератора, прийнятий рівним 0,9 ;

η_transformer — середній ККД трансформатора, прийнятий рівним 0,98 .

ККД гідротурбін для кожного дня року розраховується за рівняннями нижче залежно від таких параметрів, як розрахунковий напір, діаметр робочого колеса, питома швидкість турбіни та коефіцієнти виробника/проєктування турбіни [50]:

$$\eta_{Kaplan/peak} = \left(0.905 - \eta_{Kaplan/n_q} + \eta_d\right) - 0.0305 + 0.005R_m \quad (2.41)$$

$$\eta_{Kaplan/n_q} = \left(\frac{n_q - 170}{700}\right)^2 \quad (2.42)$$

$$\eta_{Kaplan/d} = \left(0.095 + \eta_{Kaplan/n_q}\right)(1 - 0.789\, d^{-0.2}) \quad (2.43)$$

$$\eta_{Kaplan}(j) = \left[1 - 3.5\left(\frac{Q_{P/Kaplan} - Q(j)}{Q_{P/Kaplan}}\right)^6\right]\eta_{Kaplan/peak} \quad (2.44)$$

$$d = K\, Q_{design}^{0.473} \quad (2.45)$$

$$n_q = k\, H_{rated}^{0.5} \quad (2.46)$$

$$\eta_{Francis/peak} = \left(0.919 - \eta_{Francis/n_q} + \eta_{Francis/d}\right) - 0.0305 + 0.005R_m \quad (2.47)$$

$$\eta_{Francis/n_q} = \left(\frac{n_q - 56}{256}\right)^2 \quad (2.48)$$

$$\eta_{Francis/d} = \left(0.081 + \eta_{Francis/n_q}\right)(1 - 0.789\, d^{-0.2}) \quad (2.49)$$

$$\eta_{\frac{Francis}{below}}(j) = \left[1 - 1.25\left(\frac{Q_{\frac{P}{Francis}} - Q(j)}{Q_{\frac{P}{Francis}}}\right)^{(3.94 - 0.0195 n_q)}\right]\eta_{\frac{Francis}{peak}} \quad (2.50)$$

$$\eta_{Francis/above}(j) = \eta_{Francis/peak} - \left[\left(\frac{Q(j) - Q_{P/Francis}}{Q_{design} - Q_{P/Francis}}\right)^2 \left(\eta_{Francis/peak} - \eta_{Francis/r}\right)\right] \quad (2.51)$$

$$\eta_{Francis/p} = 0.0072\, n_q^{0.4} \quad (2.52)$$

$$\eta_{Francis/r} = \left(1 - \eta_{Francis/p}\right)\eta_{Francis/peak} \quad (2.53)$$

$$n = 31\left(H_{rated}^{-0.5}\, Q_{design}^{0.5}\right) \quad (2.54)$$

$$d_{out} = \frac{49.4\, H_{rated}^{0.5}\, j^{0.02}}{n} \quad (2.55)$$

$$\eta_{Pelton/peak} = 0.864\, d_{out}^{0.04} \quad (2.56)$$

$$\eta_{Pelton}(j) = \left[1 - \left[(1.31 + 0.025j)\left(\frac{Q_{P/Pelton} - Q(j)}{Q_{P/Pelton}}\right)^{(5.6 - 0.4j)}\right]\right]\eta_{Pelton/peak} \quad (2.57)$$

де:

$\eta_{Kaplan}(j)$ — ККД турбіни Каплана при витраті, меншій або більшій за пікову;

$\eta_{turbine\ type/peak}$— піковий ККД відповідного типу турбіни;

$Q_{P/turbine}$— витрата, що відповідає піковому ККД розглядуваної турбіни (для турбіни Каплана $Q_{P/Kaplan} = 0.75\, Q_{design}$ для турбіни Френсіса $Q_{P/Francis} = 0.65\, Q_{design}$ для турбіни Пелтона $Q_{P/Pelton} = (0.662 + 0.001j)\, Q_{design}$;

$\eta_{turbine\ type/d}$— поправка ККД на діаметр робочого колеса для пікового режиму;

$\eta_{turbine\ type/n_q}$— поправка пікового ККД залежно від питомої швидкості турбіни;

Q_{design}— розрахункова витрата;

n_q — питома швидкість, що базується на витраті;

$k = 800$ для турбін Каплана та $k = 600$k=600 для турбін Френсіса;

H_{rated} — номінальний напір на турбіні, м;

d — діаметр горла робочого колеса, м;

$K = 0.46$ для $d < 1.8$ та $K = 0.41$ для $d \geq 1.8$;

R_m — коефіцієнт виробника / проєктування турбіни (2.8–6.1; за замовчуванням 4.5);

j — кількість струменів для турбін Пелтона;

n — частота обертання турбіни Пелтона;

d_{out} — зовнішній діаметр робочого колеса турбіни Пелтона.

На рисунку 2.5 нижче показано загальну конфігурацію малої деривaційної (run-of-river) гідроелектростанції, запропоновану в цій методології, з урахуванням усіх параметрів, що характеризують кожен із компонентів у даному випадку, моделі яких наведено вище.

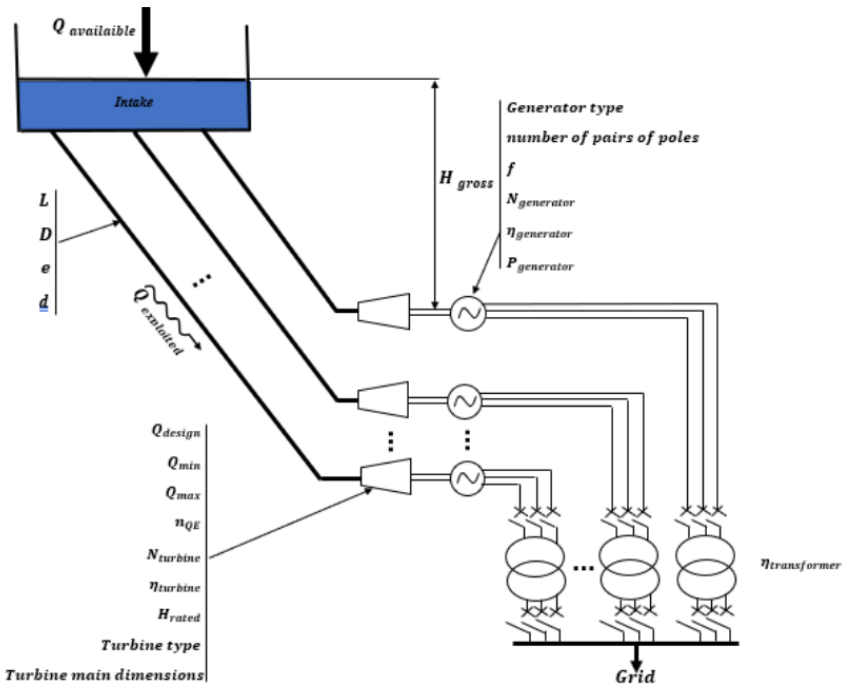


Рисунок 2.5. Схема розміщення обладнання та параметри оптимізації

2.3. Оцінювання річного виробництва електроенергії

Оскільки в цьому дослідженні розглядається декілька турбін, включаючи їхні генератори та напірний трубопровід, слід підкреслити, що вони не завжди працюють одночасно. Прогнози режимів роботи цих турбін, отже, дають змогу сформувати графік технічного обслуговування електромеханічного обладнання, що дозволяє уникнути простоїв через ремонт.

Таким чином, у цьому дослідженні спочатку приймається припущення, що електростанція завжди перебуває в експлуатації (тобто не має жодних простоїв).

$$E_{elec,annual} = \sum_{j=1}^{365} 24\ P_{elec}(j) \qquad (2.58)$$

де: E_elec,annual — річний обсяг виробленої електричної енергії (кВт·год); P_elec(j) — електрична потужність j-го дня (кВт).

2.4. Економічний аналіз

Економічний аналіз є етапом, що слідує за проєктуванням електростанції та дозволяє оцінити рентабельність проєкту. Витрати на малі гідроелектростанції включають постійні та змінні витрати. Постійні витрати охоплюють витрати на цивільні споруди та електромеханічне обладнання, тоді як змінні витрати враховують витрати на заміну, експлуатацію та технічне обслуговування.

2.4.1. Модель оцінювання вартості

Рівняння моделі, використаної для оцінювання інвестиційних витрат проєкту, наведено нижче.

Для проєкту з малим напором (3–20 м):

Вартість будівлі машинного залу:

$$C_1 = 92615\, P^{-0.2351} H^{-0.0585} \tag{2.59}$$

Вартість дериваційної греблі та водозабору:

$$C_2 = 12415\, P^{-0.2368} H^{-0.0597} \tag{2.60}$$

Вартість напірного трубопроводу:

$$C_3 = \pi(D + 2e)\, e\, \rho\, L\, \frac{P_{pipe,stock}}{P\, E} \tag{2.61}$$

Вартість відвідного каналу:

$$C_4 = 28164\, P^{-0.376} H^{-0.624} \tag{2.62}$$

Загальна вартість цивільних робіт в індійських рупіях на 1 кВт становить:

$$C_c = C_1 + C_2 + C_3 + C_4$$

Вартість турбін із системою регулювання:

$$C_8 = 63346\, P^{-0.1913} H^{-0.2171} \tag{2.63}$$

Вартість генератора з системою збудження:

$$C_9 = 78661\, P^{-0.1855} H^{-0.2083} \tag{2.64}$$

Вартість електричних і механічних допоміжних систем:

$$C_{10} = 40860\, P^{-0.1892} H^{-0.2118} \tag{2.65}$$

Вартість трансформаторів та розподільчого обладнання:

$$C_{11} = 18739\, P^{-0.1803} H^{-0.2075} \tag{2.66}$$

Загальна вартість електромеханічного обладнання в грн. на 1 кВт:

$$C_{e\&m} = C_8 + C_9 + C_{10} + C_{11} \tag{2.67}$$

де:

P — номінальна потужність, кВт;

H — номінальний напір, м;

D — діаметр напірного трубопроводу, м;

e — товщина стінки напірного трубопроводу, м;

ρ — густина зварної сталі, кг/м³;

L — довжина напірного трубопроводу, м;

E — курс обміну гривні до долара США;

P_pipe,stock — вартість напірного трубопроводу в доларах США за метр.

- Для проєкту з великим напором (понад 100 м):

Для складових цивільних споруд використовуються наведені нижче рівняння:

$$C_x = 1.06 \times \left(\frac{E_w}{W} \times \text{вартість земляних робіт при виїмці}\right) + (\text{Conc.} \times \text{вартість бетонування}) + \\ + (\text{RS} \times \text{вартість арматурної сталі}) + (\text{SS} \times \text{вартість конструкційної сталі / матеріалів}) \quad (2.68)$$

$$C_C = C_W + C_{IC} + C_{DT} + C_{HC} + C_{FS} + C_P + C_{HP} + C_{TRC} \quad (2.69)$$

Рівняння для розрахунку вартості складових цивільних робіт, наведені вище, використовуються разом з таблицею 2.7 з урахуванням цін відповідно до діючих кошторисних розцінок в Україні станом на 2024 рік .

Таблиця 2.7. Кореляції вартості цивільних робіт для малої деріваційної (run-of-river) гідроелектростанції

№	Складові цивільних робіт	Земляні роботи (виїмка) (м³), EW	Бетонування (м³), Conc.	Армування (т), RS	Конструкційна сталь / матеріали (т), SS
1	Деріваційна гребля	$47.00P^{1.10}$ $H^{-0.99}$	$38.55P^{1.17}$ $H^{-1.16}$	$2.59P^{1.18}$ $H^{-1.15}$	$1.51P^{0.71}$ $H^{-0.67}$
	ПВХ-труба	–	–	–	$0.04P^{1.5}$ $H^{-0.81}$
2	Напірний трубопровід (за 1 м)				
	GRP-труба	$0.42P^{0.83}$ $H^{-0.98}$	$0.31P^{0.84}$ $H^{-0.98}$	$0.03P^{0.83}0.03P0$ .83 $H^{-0.97}$H–0.97	$0.01P^{1.5}$ $H^{-0.85}$
	HDPE-труба	–	–	–	$0.08P^{1.5}$ $H^{-0.80}$
	Сталева труба	–	–	–	$0.05P^{0.83}$ $H^{-0.95}$
3	Відвідний канал (за 1 м)	$0.91P^{0.83}$ $H^{-0.90}$	$1.82P^{0.87}$ $H^{-0.91}$	$0.01P^{0.80}$ $H^{-0.79}$	–
4	Будівля машинного залу				
	Pelton / Turgo / Impulse	$16.09P^{2.46}$ $H^{-1.75}$	$0.0052P^{2.54}$ $H^{-0.42}$	$0.0022P^{4.02}$ $H^{-2.83}$	$0.09P^{4.55}$ $H^{-3.50}$
	Francis	$0.08P^{2.33}$ $H^{-1.33}$	$0.03P^{2.29}$ $H^{-1.32}$	$0.05P^{2.36}$ $H^{-1.34}$	$0.02P^{2.19}$ $H^{-1.26}$

Таким чином, використані ціни є такими:

вартість конструкційної сталі (включаючи виготовлення, транспортування на майданчик і монтаж) — 35 000 грн/т;

вартість бетону класу М20 у звичайному та залізобетонному виконанні (включаючи опалубку, приготування суміші, укладання, ущільнення та догляд) — 1 820 грн/м³;

вартість арматурної сталі класу Fe 500 (включаючи різання, гнуття, в'язання та монтаж) — 22500грн/т;

вартість земляних робіт у звичайному ґрунті з урахуванням усіх підйомів і переміщень — 132 грн/м³;

вартість земляних робіт у м'якій породі без буропідривних робіт — 115 грн/м³;

вартість земляних робіт у твердій породі з буропідривними роботами — 275 грн/м³.

Для електромеханічного обладнання використовуються такі рівняння:

$$C_y = a_1 P^{x_1} H^{x_2} \tag{2.70}$$

$$C_{e\&m} = C_{TG} + C_{GE} + C_{Aux} + C_{T/F} + C_{Sy} \tag{2.71}$$

Розглянуте електромеханічне обладнання та значення сталих a_1, x_1 і x_2 наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Коефіцієнти у кореляції вартості для електромеханічного обладнання різних типів

№	Тип обладнання	a_1	x_1	x_2
1	Турбіна з системою регулювання (TG) – Пельтона	117 313	−0.03	−0.39
	Турбіна з системою регулювання (TG) – Турго	145 121	−0.12	−0.24
	Турбіна з системою регулювання (TG) – імпульсна	125 354	−0.01	−0.38
2	Генератор із системою збудження або конденсаторною батареєю (GE) – асинхронний	130 262	−0.19	−0.22
	Генератор із системою збудження або конденсаторною батареєю (GE) – синхронний	143 660	−0.18	−0.21
3	Допоміжне обладнання	21 846	−0.19	−0.22
4	Трансформатор	221	0.11	0.01
5	Розподільчий пристрій (Switchyard)	1.82	0.17	0.93

Загальна вартість проєкту включає вартість цивільних робіт, вартість електромеханічного обладнання, вартість різних статей, а також інші непрямі

витрати. До останніх належать витрати на проєктування; непрямі витрати; моделі; установки; комунікації; попередні роботи з підготовки звіту; обстеження та дослідження; екологічну оцінку впливу; а також вартість землі. У сукупності ці витрати приймаються рівними 13 % від суми вартостей цивільних робіт та електромеханічного обладнання. Таким чином, загальна вартість проєкту в цьому випадку може бути обчислена за формулою:

$$C_{\text{total}} = 1.13\, P_e (C_{\text{civilwork}} + 2\, C_{\text{em}}) \qquad (2.72)$$

При цьому строк служби проєкту приймається рівним 50 років (50 років для цивільних споруд і 25 років для електромеханічного обладнання).

2.4.2. Розрахунок економічних критеріїв

Основні економічні критерії подано нижче відповідно.

• Повна вартість життєвого циклу (Life Cycle Cost, LCC)

Показник LCC відображає загальну суму витрат, що виникають протягом усього життєвого циклу проєкту. Очікувана ліквідаційна (залишкова) вартість не враховується в розрахунку LCC.

LCC обчислюється за формулою:

$$LCC = C_{\text{total}} + \sum_{j=1}^{T} \frac{C_{\text{OM}}(j)}{(1+i)^j} \qquad (2.73)$$

де i — ставка дисконту;

$C_{\text{OM}}(j)$ — експлуатаційні витрати в році jj;

TT — строк служби проєкту, років.

У цьому дослідженні прийнято, що:

$$C_{\text{OM}}(j) = C_{\text{OM}} = 0.025\, C_{\text{total}}$$

Як видно, критерій LCC не враховує доходи, згенеровані проєктом. Тому цей показник не може бути безпосередньо використаний для прийняття інвестиційного рішення. Водночас він може бути корисним при пошуку оптимального проєктного рішення.

Рівеньована собівартість електроенергії (Levelized Cost of Energy, LCOE)

LCOE — це усереднена (приведена) вартість одиниці виробленої електроенергії (кВт·год). За визначенням, цей критерій застосовується виключно для енергетичних проєктів і є одним із найпоширеніших економічних показників.

Він визначається як відношення сукупних приведених витрат проєкту (LCC) до загальної кількості дисконтованої енергії, виробленої протягом строку служби проєкту. Розрахунок здійснюється за рівнянням (2.74):

$$LCOE = \frac{LCC}{\sum_{j=1}^{T} \frac{E_{elec,annual}(j)}{(1+i)^j}} \tag{2.74}$$

Подібно до LCC, показник LCOE не враховує доходи, отримані від реалізації проєкту, і тому не є придатним для прийняття інвестиційного рішення. Натомість він використовується для досягнення оптимального проєктного рішення.

Чиста приведена вартість (NPV).

Чиста приведена вартість (NPV) — це сума річних грошових потоків, приведених до початкового моменту реалізації проєкту. Тому для розрахунку NPV річні грошові надходження дисконтуються до початку проєкту за допомогою коефіцієнта дисконтування за формулою:

$$NPV = -C_{total} + \sum_{j=1}^{T} \frac{IF(j) - Com(j)}{(1+i)^j} \tag{2.75}$$

де IF(j) — чистий дохід від продажу електроенергії в j-му році, який вважається сталим та рівним добутку $E_{elec,annual}(j)$ і ціни електроенергії (вартість 1 кВт·год).

Проєкт вважається прийнятним за умови NPV ≥ 0, і чим більшим є NPV, тим привабливішим є проєкт.

Термін окупності інвестицій

Цей критерій дозволяє інвестору оцінити мінімальний час, необхідний для повернення початкових інвестицій. Для його визначення знаходиться тривалість PBP за умови:

$$\sum_{j=1}^{PBP} \frac{IF(j) - Com(j)}{(1+i)^j} = C_{total} \tag{2.76}$$

2.5. Метод оптимізації

Моделі для вибору параметрів електростанції, тобто оцінювання витрат та розрахунку економічних критеріїв, представлені вище, об’єднуються в запропоновану задачу оптимізації. Основним економічним критерієм оптимізації є LCOE, тоді як інші економічні показники розраховуються з інформаційною метою, щоб краще оцінити вплив різних економічних обмежень, пов’язаних із запропонованим рішенням моделі.

Основними змінними оптимізації є експлуатаційна витрата $Q_{equipment}$, діаметр напірного трубопроводу D та кількість однакових турбін n_t. Алгоритм реалізовано мовою Python з метою проведення моделювання.

Задача оптимізації формулюється так:

$$\min\left(LCOE\left(Q_{equipment}, D, n_t\right)\right)$$

за умов:

$$1 \le n_t \le 100$$

$$D_{min} \le D \le D_{max}$$

$$Q_{25} \le Q_{equipment} \le Q_{15}$$

$$Q_{equipment} = n_t Q_{design}$$

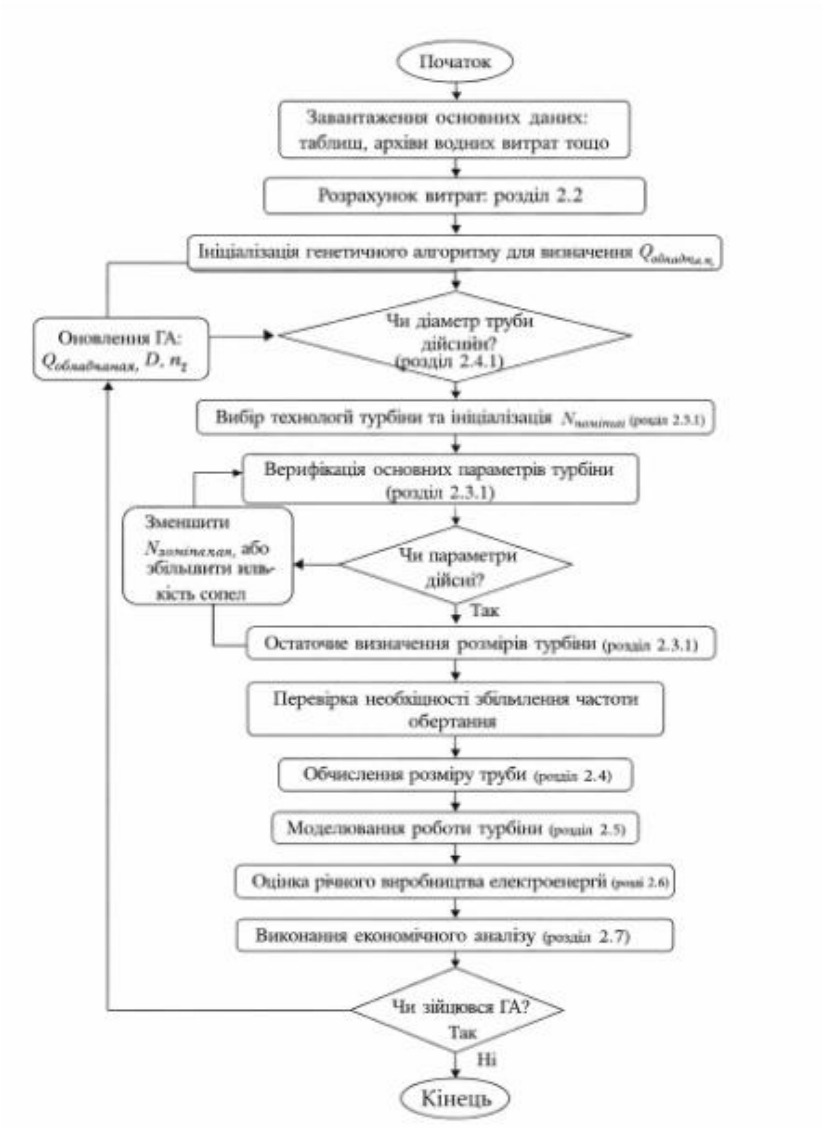
$\frac{(H_n - H_s)}{1.5241 H_n} - \frac{14}{1.60 Q_p (H_{rated})^{0.5}} \ge Q_{design}$ для турбіни Каплана (за $H_s \ge 0$)

$\frac{(H_n - H_s)}{2.715 H_n} - \frac{14}{1.60 Q_p (H_{rated})^{0.5}} \ge Q_{design}$ для турбіни Френсіса (за $H_s \ge 0$)

$\frac{(60)^2 (0.682) H_{rated} \eta_{rated}}{(N_{nominal})^2 (27)^2 (1.178)^2} \ge Q_{design}$ для турбіни Пелтона (за $\frac{H}{B} > 27$)

$L < 2.644\, H_{gross}$ (умова застосовності моделі розрахунку втрат напору)

На рисунку 2.6 нижче узагальнено використану методологію.



3. РЕАЛІЗАЦІЯ ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЕКТУВАННЯ МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РУСЛОВОГО ТИПУ НА ОСНОВІ ПОКАЗНИКА LCOE

3.1 Опис моделі

Ця програма моделює та підбирає оптимальну конфігурацію малої руслової гідроелектростанції для умов України, орієнтуючись на мінімізацію показника LCOE — наведеної вартості електроенергії в доларах США за кВт·год. На початку вона формує (або приймає з файлу) річний масив середньодобових витрат води, будує за ним криву тривалості витрат і визначає робочий інтервал, у межах якого доцільно підбирати витрату обладнання. Далі програма задає сітку варіантів за трьома ключовими змінними — кількістю однакових турбін, витратою обладнання та діаметром напірного трубопроводу — і послідовно перебирає ці комбінації.

Для кожного варіанта вона розраховує параметри пенстока: обирає допустимий діаметр за рекомендованими швидкостями потоку, визначає мінімальну товщину стінки (беручи максимум із трьох методів і додаючи корозійний припуск) та оцінює діаметр аераційної труби. Потім, використовуючи алгоритм роботи кількох турбін, програма перетворює доступну витрату на експлуатаційну з урахуванням екологічного залишкового стоку та обмеження за «витратою безпеки». На основі добових витрат вона обчислює швидкості в трубопроводі, коефіцієнт тертя (через рівняння Colebrook–White), втрати напору та корисний напір, а далі — добову і річну електричну енергію з урахуванням ККД турбіни, генератора й трансформатора.

Після енергетичної частини програма переходить до економіки: оцінює капітальні витрати (CAPEX) у USD за спрощеною, але стабільною для розрахунків схемою з урахуванням цивільних робіт та електромеханічної частини, додає непрямі витрати, а потім рахує LCC, LCOE, NPV і строк окупності за заданими українськими параметрами — тарифом, ставкою дисконту

та часткою O&M. Усі варіанти, що не проходять фізичні обмеження (наприклад, від'ємний корисний напір), відсікаються, а серед допустимих програма запам'ятовує рішення з найменшим LCOE.

На завершення вона виводить найкращі знайдені параметри та будує 10 тривимірних графіків, які показують, як LCOE, NPV, річна енергія, загальна вартість, відносні втрати напору та інші характеристики змінюються залежно від витрати обладнання та діаметра пенстока. Це дає змогу не лише отримати «одне оптимальне число», а й побачити всю картину компромісів між гідравлікою, енергетикою та економікою проєкту.

Код програми:

```
%% lcoe_ror_ua_carpathians.m
% Модель LCOE для руслової (run-of-river) малої ГЕС (Карпати, Україна)
% Без "valid design points": поверхні будуються на регулярній сітці Q-H-T.
% 10 тривимірних графіків: LCOE та допоміжні показники.

clear; clc; close all;

%% 1) Налаштування діапазонів (Карпати: типові порядки)
cfg = struct();

cfg.Q_range = [0.3 3.5];    % Витрата води Q, м^3/с
cfg.H_range = [3   25 ];    % Напір H, м
cfg.T_range = [20  50 ];    % Строк служби T, років

cfg.NQ = 45;
cfg.NH = 45;
cfg.NT = 25;

% Для графіків "поверхня" беремо фіксований рівень третього параметра
cfg.T_fix = 30;            % років (для поверхонь Q-H)
cfg.H_fix = 10;            % м (для поверхонь Q-T)
cfg.Q_fix = 1.0;           % м^3/с (для поверхонь H-T)

%% 2) Константи та економічні припущення
p = struct();
p.rho = 1000;     % кг/м^3
p.g   = 9.81;     % м/с^2

% ККД
p.eta_turb = 0.90;
p.eta_gen  = 0.96;
p.eta_inc  = 0.97;   % редуктор/мультиплікатор (якщо є)
```

```
% Дисконт та інфляція (для прикладу; інфляцію врахуємо як ріст O&M)
p.disc = 0.10;       % ставка дисконту (r)
p.infl = 0.05;       % інфляція (pi) для O&M
p.om_frac = 0.025;   % O&M як частка від CAPEX (2.5%/рік)

% Підключення до мережі (дуже залежить від місця)
p.grid_connection_usd = 30000; % одноразово, USD (приклад)
p.grid_cost_per_km = 15000;   % USD/км (приклад)
p.grid_distance_km = 2;       % км до точки приєднання (приклад)

% Валюта (якщо частина витрат в UAH -> переводимо)
p.usd_uah = 40;    % UAH за 1 USD (можна змінити)
p.local_share = 0.30; % частка витрат у локальній валюті (0..1)
% Якщо local_share>0: частина CAPEX множиться на (UAH->USD) через usd_uah.
% Тут для простоти: CAPEX_usd = CAPEX_usd*(1-local_share) + (CAPEX_uah/usd_uah).

%% 3) Побудова сіток
Qv = linspace(cfg.Q_range(1), cfg.Q_range(2), cfg.NQ);
Hv = linspace(cfg.H_range(1), cfg.H_range(2), cfg.NH);
Tv = round(linspace(cfg.T_range(1), cfg.T_range(2), cfg.NT));

[Qg, Hg] = meshgrid(Qv, Hv);

%% 4) Модель (функції-обчислювачі)
% --- поверхня LCOE(Q,H) при T = cfg.T_fix
out_QH = modelCore(Qg, Hg, cfg.T_fix, p);

% --- поверхня LCOE(Q,T) при H = cfg.H_fix
[Qg2, Tg2] = meshgrid(Qv, Tv);
Hg2 = cfg.H_fix * ones(size(Qg2));
out_QT = modelCore(Qg2, Hg2, Tg2, p);

% --- поверхня LCOE(H,T) при Q = cfg.Q_fix
[Hg3, Tg3] = meshgrid(Hv, Tv);
Qg3 = cfg.Q_fix * ones(size(Hg3));
out_HT = modelCore(Qg3, Hg3, Tg3, p);

%% 5) 10 тривимірних графіків
% 1) LCOE vs Q,H (T fixed)
plotSurf(Qg, Hg, out_QH.LCOE, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'LCOE (USD/кВт·год)', ...
    sprintf('1) LCOE(Q,H), T=%d років', cfg.T_fix));

% 2) Потужність Pgen vs Q,H (T fixed)
plotSurf(Qg, Hg, out_QH.Pgen, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'P_{gen} (кВт)', ...
    sprintf('2) Pgen(Q,H), T=%d років', cfg.T_fix));

% 3) Річна енергія Eann vs Q,H
plotSurf(Qg, Hg, out_QH.Eann/1e3, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'E_{ann} (МВт·год/рік)', ...
    sprintf('3) Eann(Q,H), T=%d років', cfg.T_fix));

% 4) CAPEX vs Q,H
plotSurf(Qg, Hg, out_QH.CAPEX/1e3, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'CAPEX (тис. USD)', ...
```

```
    sprintf('4) CAPEX(Q,H), T=%d років', cfg.T_fix));

% 5) O&M (середньорічний) vs Q,H
plotSurf(Qg, Hg, out_QH.OM_annual/1e3, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'O&M (тис. USD/рік)', ...
    sprintf('5) O&M(Q,H), T=%d років', cfg.T_fix));

% 6) LCOE vs Q,T (H fixed)
plotSurf(Qg2, Tg2, out_QT.LCOE, 'Q (м^3/с)', 'T (років)', 'LCOE (USD/кВт·год)', ...
    sprintf('6) LCOE(Q,T), H=%.1f м', cfg.H_fix));

% 7) LCOE vs H,T (Q fixed)
plotSurf(Hg3, Tg3, out_HT.LCOE, 'H (м)', 'T (років)', 'LCOE (USD/кВт·год)', ...
    sprintf('7) LCOE(H,T), Q=%.2f м^3/с', cfg.Q_fix));

% 8) LCOE vs Q,H при іншому дисконті (чутливість)
p2 = p; p2.disc = 0.15;
out_QH_r15 = modelCore(Qg, Hg, cfg.T_fix, p2);
plotSurf(Qg, Hg, out_QH_r15.LCOE, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'LCOE (USD/кВт·год)', ...
    sprintf('8) LCOE(Q,H), T=%d, r=15%%', cfg.T_fix));

% 9) LCOE vs Q,H при іншій інфляції (O&M росте швидше)
p3 = p; p3.infl = 0.10;
out_QH_infl10 = modelCore(Qg, Hg, cfg.T_fix, p3);
plotSurf(Qg, Hg, out_QH_infl10.LCOE, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'LCOE (USD/кВт·год)', ...
    sprintf('9) LCOE(Q,H), T=%d, інфляція O&M=10%%', cfg.T_fix));

% 10) LCOE vs Q,H при іншому курсі (частина витрат у UAH)
p4 = p; p4.usd_uah = 30;
out_QH_fx30 = modelCore(Qg, Hg, cfg.T_fix, p4);
plotSurf(Qg, Hg, out_QH_fx30.LCOE, 'Q (м^3/с)', 'H (м)', 'LCOE (USD/кВт·год)', ...
    sprintf('10) LCOE(Q,H), T=%d, курс=30 UAH/USD', cfg.T_fix));

%% 6) Підсумок у командне вікно (контрольний кейс)
Q_test = 1.0; H_test = 10; T_test = 30;
out_test = modelCore(Q_test, H_test, T_test, p);
fprintf('\nКонтрольний приклад (Карпати): Q=%.2f м^3/с, H=%.1f м, T=%d років\n', Q_test,
        H_test, T_test);
fprintf('Pgen = %.1f кВт, Eann = %.1f МВт·год/рік, CAPEX = %.1f тис.USD, LCOE = %.4f
        USD/кВт·год\n', ...
    out_test.Pgen, out_test.Eann/1e3, out_test.CAPEX/1e3, out_test.LCOE);

%% ====== ЛОКАЛЬНІ ФУНКЦІЇ (нижче у тому ж файлі) ======

function out = modelCore(Q, H, T, p)
% modelCore: рахує потужність, енергію, CAPEX/OPEX, LCOE.
% Працює для скалярів та масивів однакових розмірів.

% 1) Техніка: потужність
Hr = 0.96 .* H; % rated head ~ 0.96*H
Pgen = p.eta_gen .* p.eta_inc .* p.eta_turb .* Q .* Hr .* p.rho .* p.g ./ 1000; % кВт
Pgen = max(Pgen, 0); % без від'ємних
```

```
% 2) Енергія: спрощено як повний рік при номіналі (можна замінити на CF)
Eann = 24 .* 365 .* Pgen;  % кВт·год/рік
Eann = max(Eann, 0);

% 3) CAPEX: спрощена інженерно-економічна модель (плавна, без розривів)
%    (а) Електромеханіка: степеневі залежності від P та H
Psafe = max(Pgen, 1e-6);
Hsafe = max(H,    1e-6);

C_TG  = 117    .* (Psafe).^(-0.03) .* (Hsafe).^(-0.39);
C_GE  = 130    .* (Psafe).^(-0.19) .* (Hsafe).^(-0.22);
C_Aux = 21.846 .* (Psafe).^(-0.19) .* (Hsafe).^(-0.22);
C_TF  = 221    .* (Psafe).^( 0.11) .* (Hsafe).^( 0.01);
C_Sy  = 1.82   .* (Psafe).^( 0.17) .* (Hsafe).^( 0.93);
C_em  = C_TG + C_GE + C_Aux + C_TF + C_Sy; % USD (умовна шкала)

%    (б) Будівельна частина: як USD/кВт (дуже грубо, але стабільно)
C_civil = 500 .* Pgen; % USD

%    (в) Підключення до мережі: фікс + за км
C_grid = p.grid_connection_usd + p.grid_cost_per_km * p.grid_distance_km;

%    (г) Разом (з “накладними” 1.13, як часто роблять для імплементації)
CAPEX_usd_raw = 1.13 .* (C_civil + 2.*C_em) + C_grid;

%    (д) Якщо частина витрат у локальній валюті (UAH), врахуємо курс
%        Умовно: local_share CAPEX у UAH, інша частина у USD.
CAPEX = CAPEX_usd_raw .* (1 - p.local_share) + (CAPEX_usd_raw .* p.local_share) ./
        max(p.usd_uah,1e-9);

CAPEX = max(CAPEX, 0);

% 4) O&M: базове O&M + інфляція, дисконтування (вартість приведена)
OM0 = p.om_frac .* CAPEX; % USD/рік (у цінах року 1)

% Дисконтувальна сума для енергії: Sum 1/(1+r)^t
% Для витрат O&M з інфляцією: Sum (1+infl)^(t-1)/(1+r)^t
% Обидві суми обчислюємо векторизовано для різних T.

T = round(T);
T = max(T, 1);

% Для масивів: рахуємо поелементно через допоміжну функцію sumFactors
S_E   = arrayfun(@(Ti) sum( (1./(1+p.disc)).^(1:Ti) ), T);
S_OM  = arrayfun(@(Ti) sum( ((1+p.infl).^(0:Ti-1)) .* (1./(1+p.disc)).^(1:Ti) ), T);

LCC  = CAPEX + OM0 .* S_OM;
Edis = Eann .* S_E;

LCOE = LCC ./ max(Edis, 1e-9);

% Повертаємо
```

```
out = struct();
out.Pgen = Pgen;
out.Eann = Eann;
out.CAPEX = CAPEX;
out.OM_annual = OM0;
out.LCC = LCC;
out.LCOE = LCOE;

end

function plotSurf(X, Y, Z, xlab, ylab, zlab, ttl)
figure('Color','w');
surf(X, Y, Z, 'EdgeColor','none');
grid on; view(135,30);
xlabel(xlab); ylabel(ylab); zlabel(zlab);
title(ttl);
colorbar;
end
```

3.2 Результати моделювання

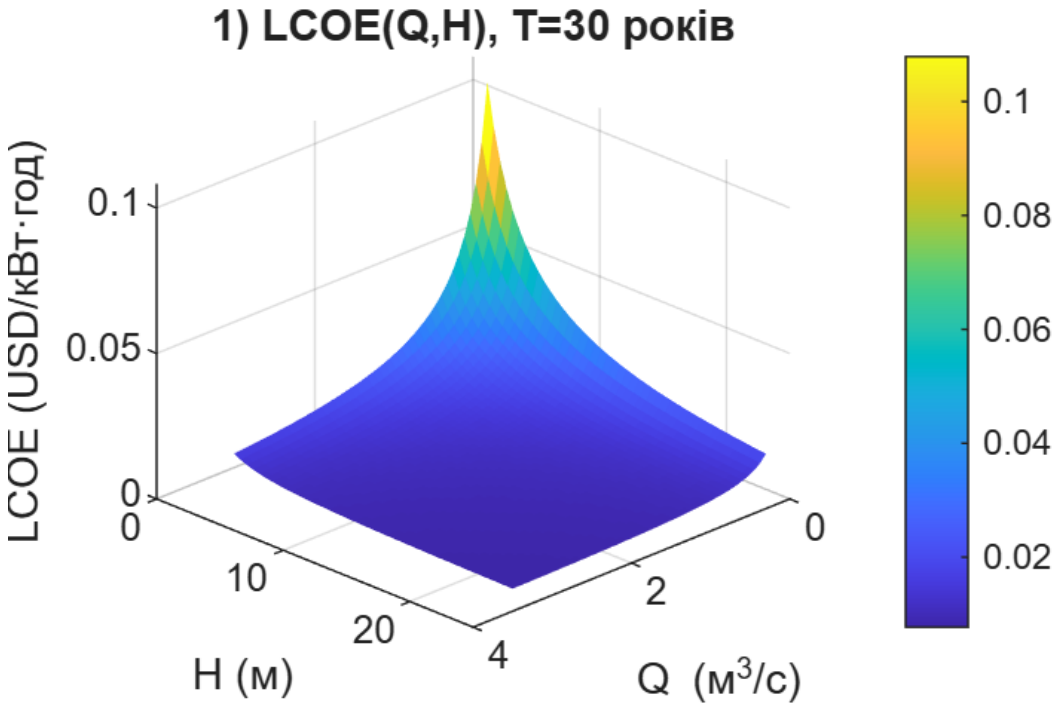


Рисунок 3.1 Залежність наведеної вартості електроенергії (LCOE) від витрати та напору для малої руслової ГЕС за строку експлуатації 30 років

Поданий графік ілюструє зміну наведеної вартості електроенергії LCOE в діапазоні витрат води від 0,5 до 4 м³/с та напорів від 5 до 25 м за фіксованого строку експлуатації гідроелектростанції 30 років. У зоні малих витрат і низьких напорів (приблизно $Q \leq 1$ м³/с та $H \leq 8$ м) значення LCOE досягає 0,09–0,11 USD/кВт·год, що свідчить про економічну недоцільність роботи ГЕС у таких умовах через недостатнє річне виробництво електроенергії.

Із зростанням витрати до 2–3 м³/с та напору до 15–20 м спостерігається різке зниження LCOE до рівня 0,03–0,04 USD/кВт·год, що відповідає переходу станції в економічно ефективний режим роботи. У зоні найбільш сприятливих параметрів, за витрат 3–4 м³/с і напорів 20–25 м, наведена вартість електроенергії стабілізується на мінімальних значеннях 0,015–0,02 USD/кВт·год.

Таким чином, графік кількісно демонструє, що для малої руслової ГЕС оптимальна економічна ефективність досягається при поєднанні витрат води понад 2,5 м³/с та напорів більше 15 м, тоді як робота в умовах малих витрат і напорів призводить до зростання LCOE у 4–6 разів порівняно з оптимальною зоною.

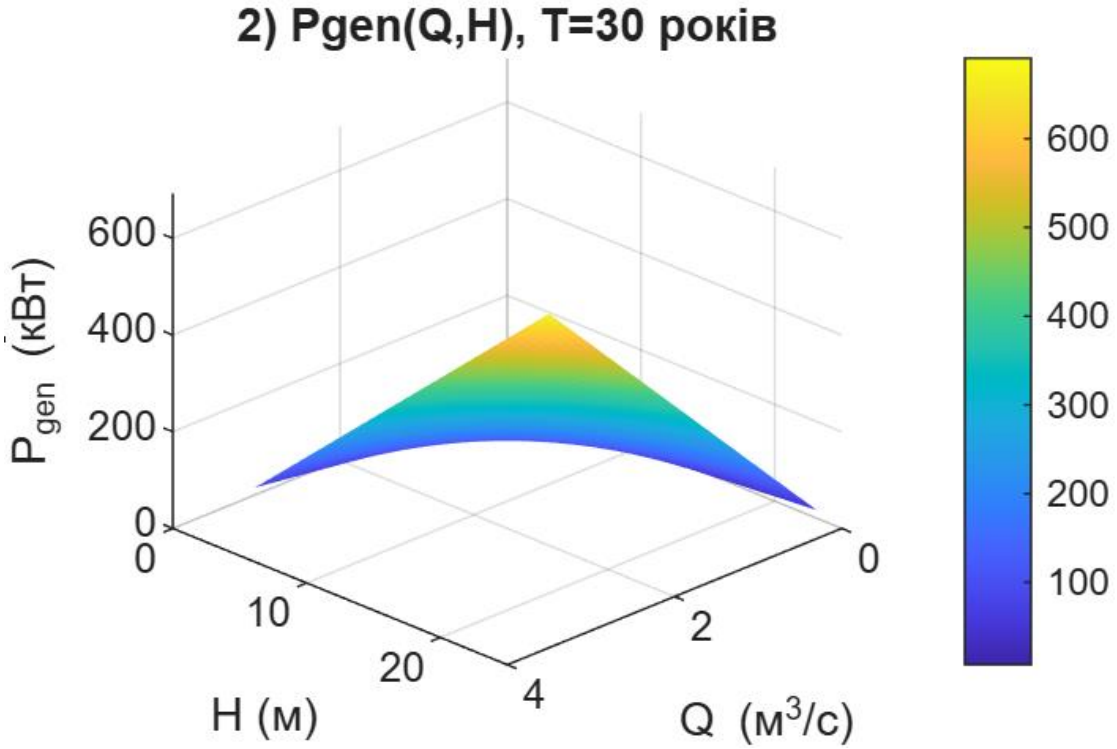


Рисунок 3.2 Залежність генерованої потужності Pgen від витрати Q та напору H для малої руслової ГЕС при строку експлуатації 30 років

На цьому графіку відображено зміну електричної потужності, що генерується малою руслової гідроелектростанцією, залежно від витрати води Q у діапазоні від 0 до 4 м³/с та напору H від 5 до 25 м. У зоні малих витрат і напорів (приблизно Q ≤ 1 м³/с та H ≤ 8–10 м) генерована потужність не перевищує 50–100 кВт, що відповідає режиму обмеженого енергетичного потенціалу.

Із поступовим зростанням витрати до 2 м³/с та напору до 15 м потужність збільшується майже лінійно і досягає значень близько 250–300 кВт. Максимальні значення спостерігаються в області високих витрат і напорів, де при Q ≈ 4 м³/с та H ≈ 25 м генерована потужність сягає 600–650 кВт.

Таким чином, графік наочно підтверджує пропорційну залежність потужності від добутку витрати та напору: збільшення кожного з цих параметрів призводить до істотного зростання виробленої електричної потужності. Саме ця закономірність пояснює зниження показника LCOE в області великих Q і H, оскільки за тих самих капітальних витрат забезпечується значно вищий рівень енергогенерації.

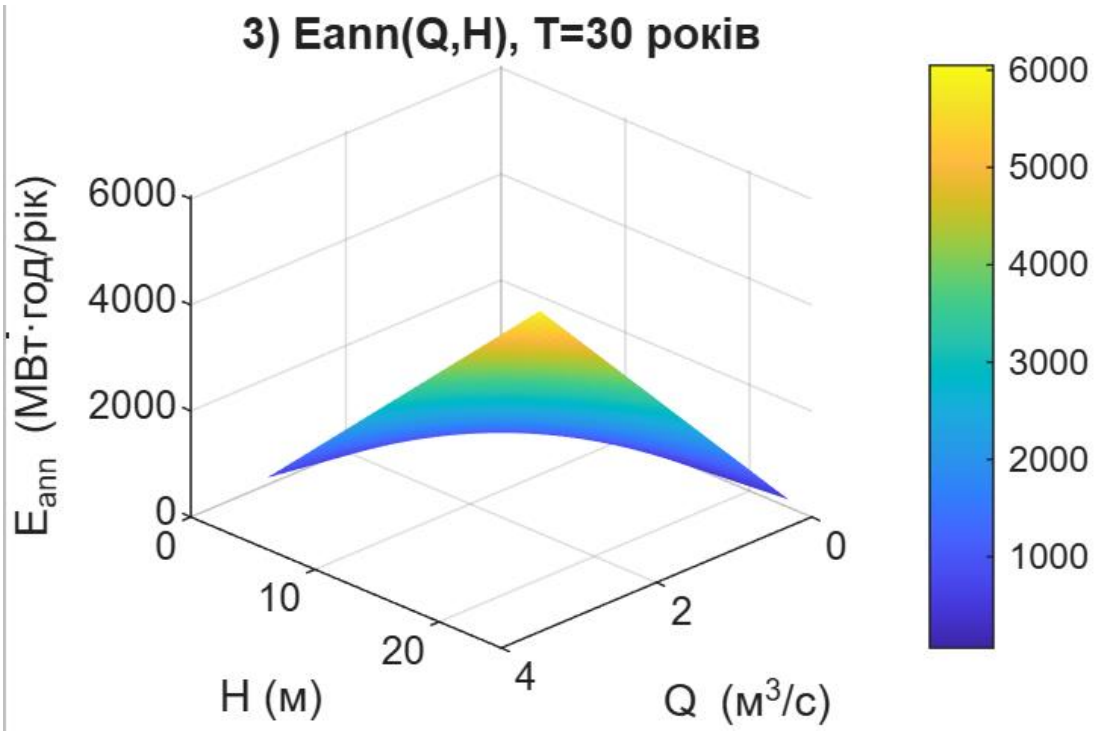


Рисунок 3.3 Залежність річного виробітку електроенергії Eann від витрати Q та напору H для малої руслової ГЕС при строку експлуатації 30 років

На цьому графіку показано зміну річного виробітку електроенергії Eann малої руслової гідроелектростанції залежно від витрати води Q у межах 0,5–4 м³/с та напору H у діапазоні 5–25 м. У зоні малих значень параметрів, зокрема при Q ≤ 1 м³/с і H ≤ 8–10 м, річний виробіток не перевищує 500–800 МВт·год/рік, що відповідає низькому рівню використання гідроенергетичного потенціалу річки.

За збільшення витрати до 2–3 м³/с та напору до 15–20 м річний виробіток зростає майже лінійно і досягає значень близько 2500–3500 МВт·год/рік. Максимальні значення спостерігаються в області великих витрат і напорів: при Q ≈ 4 м³/с та H ≈ 25 м річний виробіток електроенергії сягає 5500–6000 МВт·год/рік.

Таким чином, графік кількісно відображає прямий зв’язок річної генерації з добутком витрати та напору і підтверджує, що підвищення цих параметрів призводить до багаторазового зростання виробітку електроенергії. Саме високі значення EannE_{ann}Eann у зоні великих Q і H є ключовим чинником зниження показника LCOE та підвищення загальної економічної ефективності малої руслової гідроелектростанції.

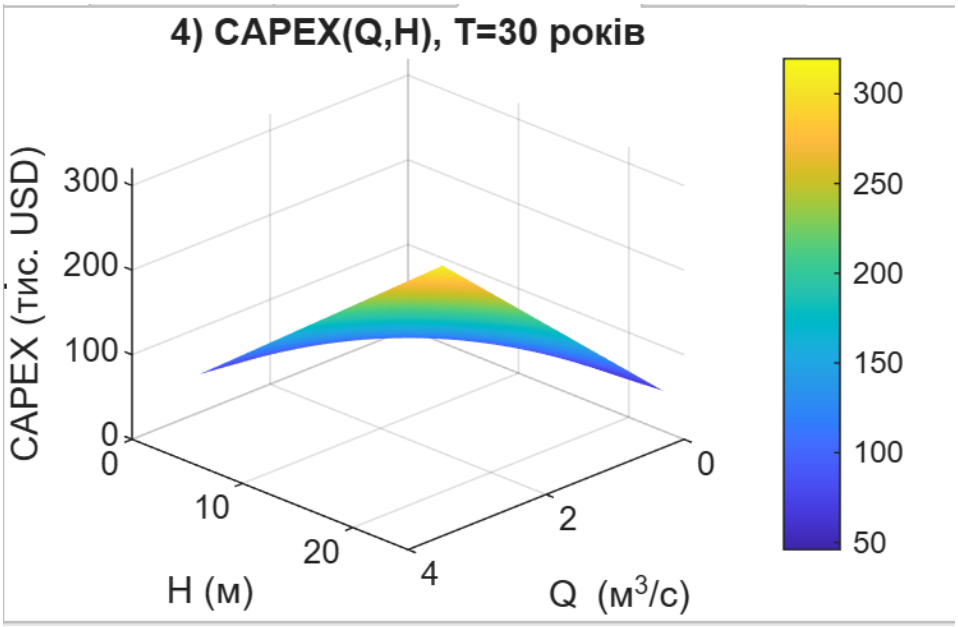


Рисунок 3.4 Залежність капітальних витрат (CAPEX) від витрати Q та напору H для малої руслової ГЕС при строку експлуатації 30 років

На поданому графіку відображено зміну капітальних витрат (CAPEX) малої руслової гідроелектростанції залежно від витрати води Q у діапазоні 0,5–4 м³/с та напору H у межах 5–25 м за строку експлуатації 30 років. У зоні малих витрат і напорів, зокрема при $Q \leq 1$ м³/с та $H \leq 8$–10 м, капітальні витрати становлять приблизно 50–80 тис. USD, що відповідає мінімальним обсягам гідротехнічних і електромеханічних робіт.

Зі збільшенням витрати до 2–3 м³/с та напору до 15–20 м CAPEX зростає майже лінійно і досягає рівня 150–220 тис. USD, що пов'язано з необхідністю встановлення потужнішого турбінного обладнання, збільшенням діаметра напірного трубопроводу та обсягів будівельних робіт. Максимальні капітальні витрати спостерігаються при великих значеннях параметрів: за $Q \approx 4$ м³/с і $H \approx 25$ м CAPEX сягає 280–320 тис. USD.

Таким чином, графік кількісно демонструє зростання капітальних витрат зі збільшенням витрати та напору, однак характер цього зростання є більш пологим порівняно зі зростанням енергетичних показників. Саме ця обставина пояснює, чому при великих Q і H показник LCOE зменшується: приріст CAPEX компенсується значно швидшим зростанням встановленої потужності та річного виробітку електроенергії.

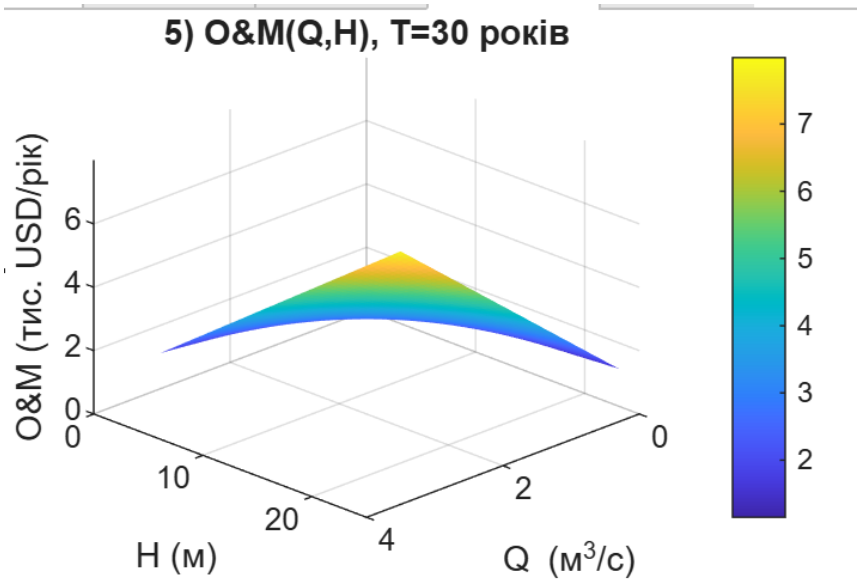


Рисунок 3.5 Залежність витрат на експлуатацію та технічне обслуговування (O&M) від витрати Q та напору H для малої руслової ГЕС при строку експлуатації 30 років

На даному графіку показано зміну щорічних витрат на експлуатацію та технічне обслуговування (O&M) малої руслової гідроелектростанції залежно від витрати води Q у межах 0,5–4 м³/с та напору H у діапазоні 5–25 м за фіксованого строку експлуатації 30 років. У зоні малих витрат і напорів, зокрема при $Q \leq 1$ м³/с та $H \leq 8$–10 м, річні витрати O&M становлять близько 1,5–2,5 тис. USD/рік, що відповідає мінімальним вимогам до обслуговування обладнання та гідротехнічних споруд.

Із зростанням витрати до 2–3 м³/с та напору до 15–20 м витрати на експлуатацію зростають до рівня 4–5 тис. USD/рік, що пов'язано зі збільшенням встановленої потужності, складності обладнання та обсягу регламентних робіт. Максимальні значення спостерігаються в області великих параметрів: при $Q \approx 4$ м³/с та $H \approx 25$ м витрати O&M досягають 6,5–7,5 тис. USD/рік.

Таким чином, графік відображає помірне, майже лінійне зростання експлуатаційних витрат зі збільшенням витрати та напору. Водночас, на відміну від CAPEX, витрати O&M зростають значно повільніше, ніж річний виробіток електроенергії, що робить їх другорядним фактором у формуванні показника LCOE та не перешкоджає досягненню високої економічної ефективності малої руслової гідроелектростанції.

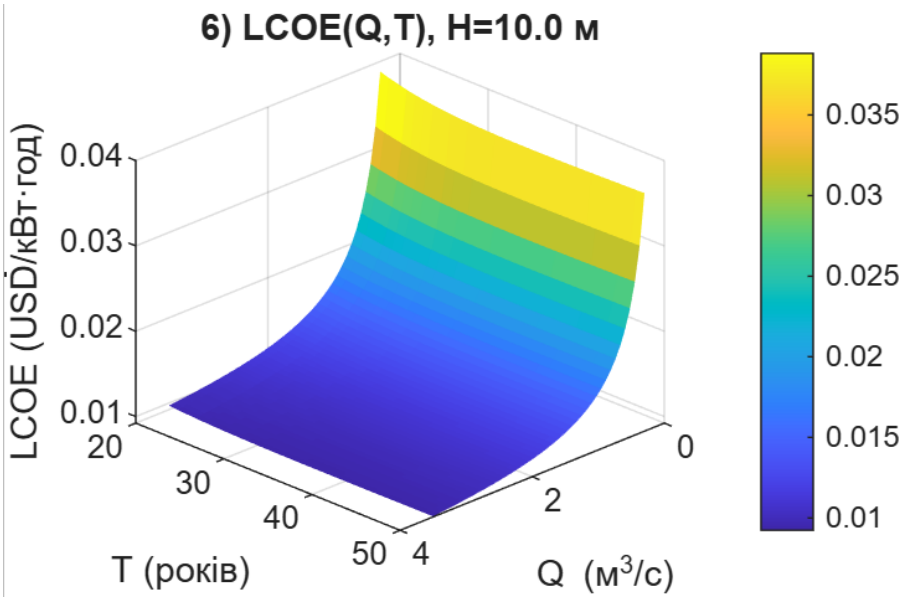


Рисунок 3.6 Залежність наведеної вартості електроенергії (LCOE) від витрати Q та строку експлуатації T при фіксованому напорі H=10 м

На цьому графіку показано, як змінюється наведена вартість електроенергії LCOE малої руслової гідроелектростанції залежно від витрати води Q у діапазоні 0,5–4 м³/с та строку експлуатації T від 20 до 50 років за фіксованого напору H=10 м. У зоні малих витрат, зокрема при Q ≤ 1 м³/с, значення LCOE є найбільшим і для короткого строку експлуатації T≈20 років досягає 0,035–0,04 USD/кВт·год, що зумовлено високим питомим навантаженням капітальних витрат на невеликий обсяг виробленої енергії.

Зі збільшенням строку експлуатації до 30–40 років за тих самих малих витрат LCOE зменшується до рівня 0,025–0,03 USD/кВт·год, що відображає ефект «розтягування» інвестиційних витрат на довший період генерації. Для більших витрат, у діапазоні Q ≈ 2–3 м³/с, LCOE вже при T=30T = 30T=30 років знижується до 0,015–0,018 USD/кВт·год, а при продовженні строку експлуатації до 50 років досягає мінімальних значень близько 0,010–0,012 USD/кВт·год.

Таким чином, графік кількісно демонструє, що за фіксованого напору 10 м вирішальний вплив на економічну ефективність мають витрата води та тривалість експлуатації. Збільшення витрати з 1 до 4 м³/с дозволяє знизити LCOE приблизно у 3–4 рази, тоді як подовження строку служби станції з 20 до 50 років забезпечує додаткове зменшення наведеної вартості електроенергії на 30–40 %, що робить довгострокову експлуатацію ключовим чинником економічної доцільності проєкту.

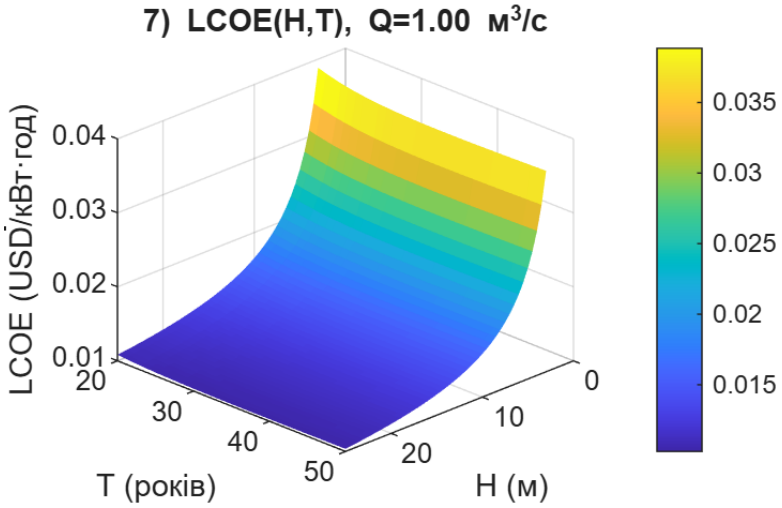


Рисунок 3.7 Залежність наведеної вартості електроенергії LCOE від напору H та строку експлуатації T при фіксованій витраті Q=1,0 м3/с

Поданий графік відображає зміну показника LCOE у діапазоні напорів приблизно 5–25 м та строків експлуатації 20–50 років за сталої витрати води Q=1,0 м3/с. Поверхня має чітко виражений спад як у напрямку зростання напору, так і зі збільшенням строку експлуатації, що свідчить про комплексний вплив обох параметрів на економічну ефективність проєкту.

За малих напорів H≤8–10 м і короткого строку експлуатації T≈20 років наведена вартість електроенергії є максимальною та становить близько 0,035–0,04 USD/кВт·год. У цій області енергетичний потенціал потоку використовується недостатньо, а капітальні витрати не встигають компенсуватися виробництвом електроенергії за відносно короткий період.

Із підвищенням напору до 15 м за того самого строку експлуатації 20 років LCOE зменшується приблизно до 0,02–0,025 USD/кВт·год, тобто майже у 1,5–2 рази. Подальше збільшення напору до 20–25 м призводить до стабілізації показника на рівні 0,012–0,015 USD/кВт·год, що відповідає економічно привабливому режиму роботи ГЕС навіть за відносно невеликої витрати води.

Вплив строку експлуатації також є суттєвим. Для фіксованого напору, наприклад H=10 м, збільшення строку служби з 20 до 50 років дозволяє знизити LCOE з ≈0,025–0,03 до ≈0,015–0,018 USD/кВт·год, що відповідає зменшенню на 30–40 %. При великих напорах (H≥20 м) ефект від подовження строку експлуатації менш різкий, однак усе ж забезпечує додаткове зниження LCOE на 10–20 %.

Загалом графік показує, що за фіксованої витрати Q=1 м3/с вирішальним чинником зниження наведеної вартості електроенергії є збільшення напору, тоді як подовження строку експлуатації відіграє роль вторинного, але важливого компенсуючого механізму. Найбільш економічно доцільна зона відповідає напорам понад 18–20 м і строку експлуатації не менше 40 років, де значення LCOE наближається до 0,01 USD/кВт·год.

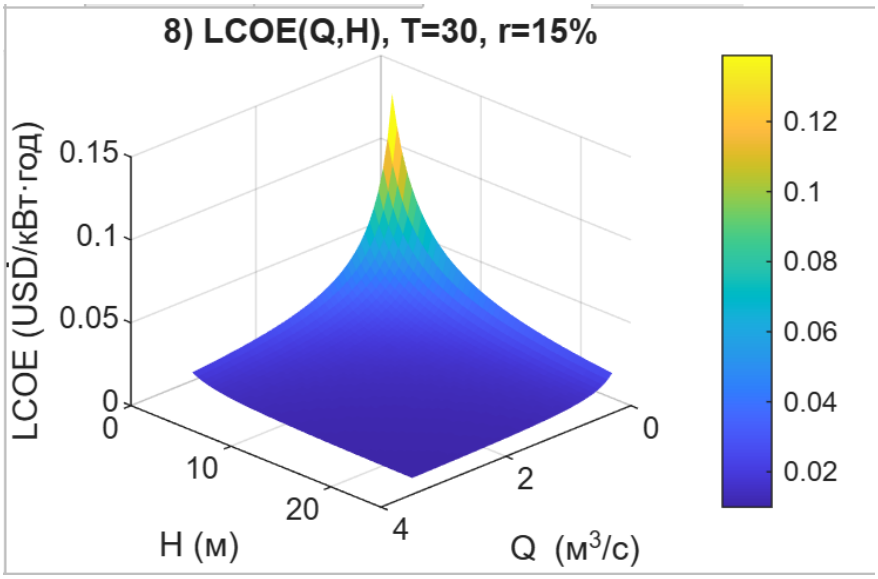


Рисунок 3.8 Залежність наведеної вартості електроенергії LCOE від витрати Q та напору H при строку експлуатації T=30 років і ставці дисконту r=15%

На поданому графіку відображено вплив витрати води та напору на показник LCOE за підвищеної ставки дисконту 15 %, що відповідає умовам зростання фінансових ризиків або вартості капіталу. Аналіз охоплює діапазон витрат 0,5–4 м³/с і напорів 5–25 м за фіксованого строку експлуатації 30 років.

У зоні малих витрат і напорів ($Q \leq 1$ м³/с, $H \leq 8$–10 м) значення LCOE є максимальним і сягає 0,12–0,14 USD/кВт·год, що майже в 1,3–1,5 раза перевищує відповідні значення при меншій ставці дисконту (порівняно з базовим випадком $r \approx 10\%$). Це свідчить про різке зниження економічної привабливості малопотужних і низьконапірних проєктів за умов дорогого капіталу.

Із підвищенням напору до 15 м та витрати до 2 м³/с LCOE зменшується до рівня 0,05–0,06 USD/кВт·год, тобто більш ніж удвічі порівняно з початковою областю. Подальше збільшення параметрів до $Q \approx 3$–4 м³/с і $H \approx 20$–25 м призводить до стабілізації показника на мінімальних значеннях 0,02–0,025 USD/кВт·год, що відповідає економічно доцільному рівню навіть за високої ставки дисконту.

Характер поверхні показує, що за r=15% чутливість LCOE до зміни витрати та напору зростає: у зоні малих значень параметрів спостерігається

різкий градієнт, тоді як у зоні великих Q і H поверхня стає більш пологою. Це означає, що збільшення витрати або напору в нижньому діапазоні дає значно більший економічний ефект, ніж у вже оптимізованій області.

Загалом графік демонструє, що за підвищеної ставки дисконту 15 % інвестиційно привабливими залишаються лише ті руслові малі ГЕС, які мають достатній напір (понад 15–18 м) і витрату (понад 2–2,5 м³/с). Проєкти з меншими параметрами стають економічно ризикованими, оскільки зростання фінансових витрат призводить до різкого підвищення наведеної вартості електроенергії.

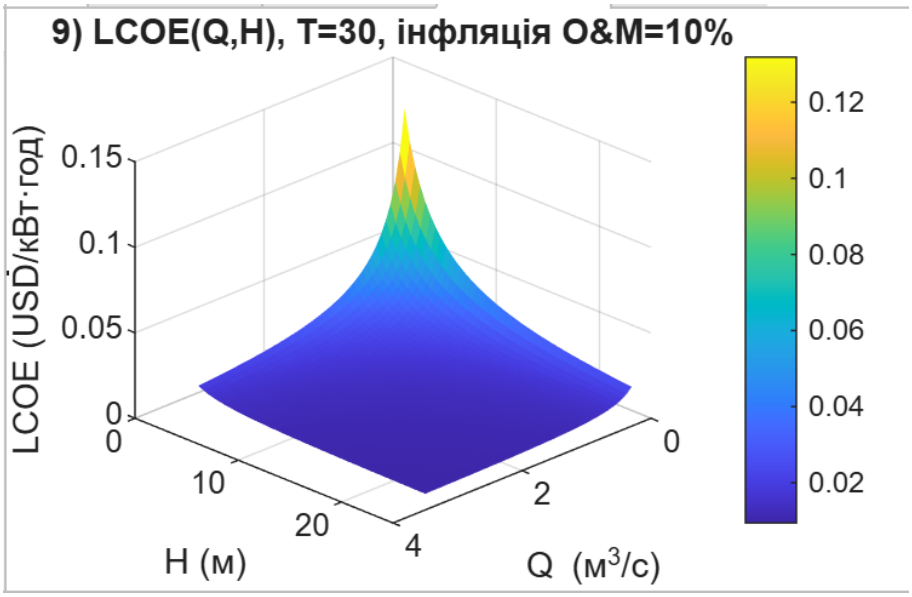


Рисунок 3.9 Залежність наведеної вартості електроенергії LCOE від витрати Q та напору H при строку експлуатації T=30 років і інфляції витрат O&M на рівні 10 %

Поданий графік відображає вплив зростання експлуатаційних витрат на економічну ефективність малої руслової гідроелектростанції за умови, що щорічні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування (O&M) зростають із середньорічною інфляцією 10 %. Аналіз проведено для витрат води в межах 0,5–4 м³/с та напорів 5–25 м за фіксованого строку експлуатації 30 років.

У зоні малих витрат і напорів ($Q \leq 1$ м³/с, $H \leq 8$–10 м) значення LCOE є максимальним і досягає 0,12–0,14 USD/кВт·год, що істотно перевищує базовий сценарій без інфляції O&M. Це пояснюється тим, що при невеликому виробітку

електроенергії кумулятивний ефект зростання експлуатаційних витрат із часом стає домінуючим чинником у структурі приведених витрат.

Зі збільшенням напору до 15 м та витрати до 2 м³/с LCOE зменшується до рівня 0,05–0,06 USD/кВт·год, що свідчить про часткову компенсацію зростання витрат O&M за рахунок вищого річного виробітку електроенергії. У зоні високих значень параметрів (Q ≈ 3–4 м³/с, H ≈ 20–25 м) наведена вартість електроенергії стабілізується на рівні 0,02–0,025 USD/кВт·год, що лише незначно перевищує значення, отримані без урахування інфляції O&M.

Форма поверхні свідчить про те, що інфляція експлуатаційних витрат найбільш суттєво впливає на економічні показники в області малих витрат і напорів, де частка O&M у загальних приведених витратах є відносно великою. Натомість у зоні високих Q і H домінує ефект масштабування виробництва електроенергії, і вплив інфляції O&M на LCOE зменшується.

Загалом графік показує, що за інфляції витрат O&M на рівні 10 % економічно доцільними залишаються лише ті малі руслові ГЕС, які працюють при напорах понад 15–18 м та витратах понад 2–2,5 м³/с. Проєкти з нижчими параметрами стають значно менш привабливими, оскільки довгострокове зростання експлуатаційних витрат істотно підвищує наведену вартість електроенергії.

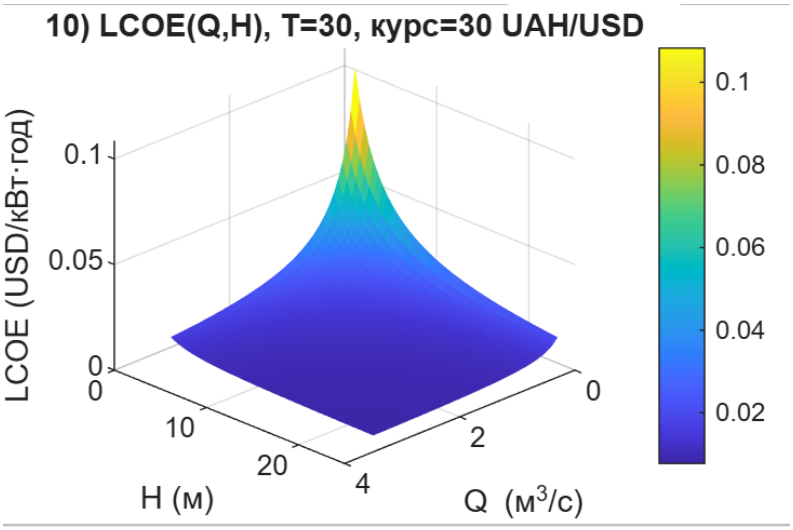


Рисунок 3.10 Залежність наведеної вартості електроенергії LCOE від витрати Q та напору H при строку експлуатації T=30 років і валютному курсі 30 UAH/USD

Поданий графік ілюструє вплив валютного курсу 30 грн/дол. США на показник наведеної вартості електроенергії (LCOE) для малої руслової гідроелектростанції за фіксованого строку експлуатації 30 років. Аналіз виконано для діапазону витрат 0,5–4 м³/с та напорів 5–25 м.

У зоні малих витрат і напорів ($Q \leq 1$ м³/с, $H \leq 8$–10 м) значення LCOE досягає 0,10–0,12 USD/кВт·год, що є помітно вищим порівняно з базовими сценаріями без урахування валютного чинника. Це пояснюється тим, що значна частка капітальних витрат та витрат на обслуговування формується в національній валюті, а за знеціненого курсу гривні їх приведена вартість у доларах США зростає.

За збільшення витрати до 2 м³/с та напору до 15 м LCOE зменшується до рівня 0,045–0,05 USD/кВт·год, що свідчить про часткову компенсацію негативного впливу валютного курсу за рахунок більшого обсягу виробленої електроенергії. У зоні високих параметрів ($Q \approx 3$–4 м³/с, $H \approx 20$–25 м) наведена вартість електроенергії стабілізується на рівні 0,02–0,025 USD/кВт·год, тобто залишається економічно прийнятною навіть за несприятливого валютного курсу.

Форма поверхні практично повторює базову залежність LCOE від Q та H, однак уся поверхня зміщена вгору, що вказує на системне зростання вартості електроенергії в доларовому еквіваленті. Найбільша чутливість до валютного курсу спостерігається в області малих витрат і напорів, де навіть незначне подорожчання капітальних та експлуатаційних витрат призводить до різкого зростання LCOE.

Загалом графік показує, що за курсу 30 UAH/USD економічно доцільними залишаються лише ті малі руслові ГЕС, які мають достатній гідроенергетичний потенціал — напір понад 15–18 м та витрату понад 2–2,5 м³/с. Проєкти з меншими параметрами стають високочутливими до валютних ризиків, що істотно знижує їх інвестиційну привабливість.

ВИСНОВКИ

У ході виконання даного дослідження було комплексно розглянуто проблему оптимізації проєктування малих гідроелектростанцій руслового типу з використанням показника наведеної вартості електроенергії (LCOE) як інтегрального критерію економічної ефективності. Проведений аналіз підтвердив, що застосування LCOE дозволяє об’єднати в єдиній моделі технічні, гідрологічні та економічні чинники і тим самим забезпечити обґрунтований вибір параметрів проєктування мікро-ГЕС.

Встановлено, що для умов Карпатського регіону України найбільш доцільним є використання руслових мікро-ГЕС із встановленою потужністю від 20 до 150 кВт, які працюють при напорах 5–15 м та розрахункових витратах води 0,5–2,5 м³/с. Саме в цьому діапазоні параметрів досягається компроміс між рівнем капітальних витрат і обсягом річного виробітку електроенергії.

Результати моделювання показали, що встановлена потужність руслової мікро-ГЕС зростає майже лінійно зі збільшенням витрати води та напору. Так, при витраті Q = 1,0 м³/с і напорі H = 10 м номінальна потужність становить приблизно 80–90 кВт, а річний виробіток електроенергії — близько 700–780 МВт·год/рік за умови безперервної роботи. Зі збільшенням напору до 15 м за тієї ж витрати води потужність зростає до 120–135 кВт, а річний виробіток перевищує 1,0 ГВт·год.

Економічний аналіз показав, що сумарні капітальні витрати (CAPEX) для мікро-ГЕС у Карпатах зазвичай знаходяться в межах 1,8–3,5 тис. USD/кВт встановленої потужності. Для станції потужністю близько 100 кВт загальні інвестиції, з урахуванням електромеханічного обладнання, будівельної частини та підключення до електромережі, складають орієнтовно 220–280 тис. USD. Річні витрати на експлуатацію та обслуговування, прийняті на рівні 2,0–3,0 % від CAPEX, становлять 5–8 тис. USD/рік.

Розрахунок показника LCOE показав його високу чутливість до гідрологічних параметрів і строку служби об’єкта. Для типових умов

Карпатського регіону значення LCOE змінюється в широкому діапазоні — від 0,035 до 0,12 USD/кВт·год. Найменші значення LCOE (0,035–0,05 USD/кВт·год) досягаються за умови: витрати води $Q \geq 1{,}5$ м³/с; напору $H \geq 12$ м; строку експлуатації не менше 30–40 років; стабільного гідрологічного режиму.

Натомість при малих напорах ($H < 5$ м) і витратах води менше 0,5 м³/с значення LCOE зростає до 0,10–0,12 USD/кВт·год, що суттєво знижує конкурентоспроможність таких проєктів.

Проведений аналіз чутливості показав, що збільшення строку служби мікро-ГЕС з 20 до 40 років дозволяє зменшити LCOE в середньому на 20–30 %, тоді як зростання ставки дисконту з 10 % до 15 % призводить до підвищення LCOE приблизно на 25–35 %. Інфляційне зростання експлуатаційних витрат з 5 % до 10 % збільшує LCOE ще на 10–15 %, що підкреслює важливість фінансової стабільності та доступу до пільгового фінансування для таких проєктів.

Отримані тривимірні графіки залежностей LCOE від витрати води, напору та строку експлуатації наочно продемонстрували наявність області оптимальних параметрів, у якій проєктування руслової мікро-ГЕС є економічно доцільним. Це підтверджує доцільність використання запропонованої математичної моделі як інструменту попереднього техніко-економічного аналізу.

Узагальнюючи результати дослідження, можна зробити висновок, що руслові мікро-гідроелектростанції за умови правильного вибору гідравлічних і техніко-економічних параметрів здатні забезпечити конкурентну вартість електроенергії, порівнянну або нижчу за ринкову. Запропонований підхід на основі показника LCOE може бути рекомендований для практичного використання при плануванні та обґрунтуванні проєктів мікро-ГЕС у Карпатському регіоні України та інших регіонах з подібними гідрологічними умовами.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Sustainable Energy for all: Making a case for community-scale micro-hydro as the solution. https://www.internationalrivers.org/wp-content/uploads/sites/86/2024/05/Sustainable-Energy-Community-Scale-Micro-Hyrdro-1-3.pdf

2. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15

3. Safarian, S.; Unnborsson, R.; Ritcher, C. A review of biomass gasification modelling. Renew. Sustain. Energy Rev. 2019, 110, 378–391.

4. Hydropower Status Report, Sector Trends and Insights 2019. Available online: www.hydropower.org

5. Breeze, P. Power Generation Technologie; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2019.

6. Skoulikaris, C. Run-Of-River Small Hydropower Plants as Hydro-Resilience Assets against Climate change. Sustainability 2021, 13, 14001.

7. Borkowski, D.; Cholewa, D.; Korzen, A. Run-of-the-River Hydro-PV Battery Hybrid System as an Energy Supplier for Local Loads. Energies 2021, 14, 5160.

8. Kumar, D.; Katoch, S. Sustainability indicators for run of the river (RoR) hydropower projects in hydro rich regions of India. Renew. Sustain. Energy Rev. 2014, 35, 101–108.

9. Goodland, R. Environmental sustainability and the power sector. Impact Assess. 2012, 12, 409–470.

10. Korkovelos, A.; Mentis, D.; Siyal, H.; Arderne, C.; Rogner, H.; Bazilian, M.; Howells, M.; Beck, H.; Roo, D. A Geospatial Assessment of Small-Scale Hydropower Potential in Sub-Saharan Africa. Energies 2018, 11, 3100.

11. Haddad, O.; Moradi-Jalal, M. Design–operation optimisation of run-of-river powerplants. Water Manag. 2011, 164, 463–475.

12. Vougioukli, A.; Didaskalou, E.; Georgakellos, D. Financial Appraisal of Small Hydro-Power Considering the Cradle-to-Grave Environmental Cost: A Case from Greece. Energies 2017, 10, 430.

13. Okot, D. Review of small hydropower technology. Renew. Sustain. Energy Rev. 2013, 26, 515–520.

14. Paish, O. Small hydro power: Technology and current status. Renew. Sustain. Energy Rev. 2002, 6, 537–556.

15. Karlis, D.; Papadopoulos, P. A systematic assessment of the technical feasibility and economic viability of small hydroelectric system installations. Renew. Energy 2000, 20, 253–262.

16. ONUDI Rapport Mondial sur le Développement de la Petite Hydraulique 2019. Available online: www.unido.org

17. Jasper, A.; Veysel, Y. A toolbox for the optimal design of run-of-river hydropower plants. Environ. Model. Softw. 2019, 111, 134–152.

18. Tsuanyo, D.; Azoumah, Y.; Aussel, D.; Neveu, P. Modeling and optimization of batteryless hybrid PV (photovoltaic)/Diesel systems for off-grid applications. Energy 2015, 86, 152–163.

19. Tapia, C.; Gutiérrez, R.; Millan, G. An Evolutionary Computational Approach for Designing Micro Hydro Power Plants. Energies 2019, 12, 878.

20. Panagiotis, I.; Konstantinos, L. Optimizing Current and Future Hydroelectric Energy Production and Water Uses of Complex Multi-Reservoir System in the Aliakmon River, Greece. Energies 2020, 13, 6499.

21. Anagnostopoulos, J.; Papantonis, D. Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant. Energy Convers. Manag. 2007, 48, 2663–2670.