

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ  
ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ**

# **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

другого (магістерського) рівня освіти

на тему: **«ОБҐРУНТУВАННЯ ТИПУ ТА ПАРАМЕТРІВ  
ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ЗАЛЕЖНО ВІД ХАРАКТЕРИСТИК РІЧКИ»**

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело \_\_\_\_\_ В. М. Коцко

Виконав: студент групи Ен-61

Спеціальності 141 – «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва)

Коцко Василь Михайлович

(Прізвище та ініціали)

Керівник: Бабич Михайло Іванович

(Прізвище та ініціали)

Рецензент Луб Павло Миронович

(Прізвище та ініціали)

Дубляни 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА  
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

Рівень вищої освіти – другий «магістерський» рівень.

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_

доцент, к. т. н. С. В. Сиротюк

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2023 р.

## ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу студенту

Коцку Василю Михайловичу

1. Тема роботи: «Обґрунтування типу та параметрів гідроелектростанції залежно від характеристик річки»

Керівник роботи: Бабич Михайло Іванович, кандидат технічних наук, доцент затверджені наказом по університету від 28 квітня 2023 року № 133/к-с.

2. Термін подання студентом роботи 30.12.2023 р.

3. Вихідні дані до роботи: матеріали літературного огляду, патентного пошуку і аналізу існуючих типів гідроелектростанцій та схем електрозабезпечення, довідкова та спеціальна література, аналіз останніх досягнень науки і техніки в галузі енергозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії, зокрема гідроенергетики.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити)

Вступ

1. Аналіз стану питання в теорії та практиці

2. Науково-методичні засади обґрунтування гідроелектростанцій на річках

3. Методика обґрунтування параметрів гідроелектростанцій в умовах малої річки

4. Охорона праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях

5. Результати обґрунтування розробок кваліфікаційної роботи

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): Графічний матеріал представлено у вигляді презентації.

6. Консультанти з розділів:

Розділ, №_	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
4	<i>Городецький І. М., доцент кафедри управління проектами та безпеки виробництва</i>	28.04.23р.	28.04.23р.

7. Дата видачі завдання

28 квітня 2023 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Написання першого розділу</i>	<i>28.04.23-27.05.23</i>	
2	<i>Виконання другого розділу</i>	<i>28.05.23-05.07.23</i>	
3	<i>Виконання третього розділу</i>	<i>06.07.23-15.08.23</i>	
5	<i>Написання розділу: «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях»</i>	<i>16.08.23-10.09.23</i>	
6	<i>Розрахунок економічної ефективності розробок кваліфікаційної роботи</i>	<i>11.09.23-29.09.23</i>	
7	<i>Завершення оформлення розрахунково- пояснювальної записки та ілюстративної частини</i>	<i>30.09.23-26.10.23</i>	
8	<i>Завершення кваліфікаційної роботи в цілому</i>	<i>27.10.23-30.12.23</i>	

Студент \_\_\_\_\_ Коцко В. М.  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Бабич М. І.  
(підпис)

УДК 628.14

Кваліфікаційна робота: 61 ст. текстової частини, 6 табл., 19 рис., 29 найменувань бібліографічних джерел.

Обґрунтування типу та параметрів гідроелектростанції залежно від характеристик річки. Коцко Василь Михайлович. Кваліфікаційна робота. Кафедра енергетики. Дубляни, Львівський НУП, 2024.

У кваліфікаційній роботі проаналізовано стан і перспективи освоєння гідроенергетичного потенціалу малих річок для виробництва електроенергії.

Для освоєння малих гірських річок обґрунтовано використання дериваційної схеми створення напору.

Запропоновано методику, за якою визначено статичний напір і витрату води за довжиною малої гірської річки Сімерка.

Для обґрунтування параметрів гідроелектростанцій використано статистичне імітаційне моделювання. Обґрунтовано критерій оптимізації – прибуток від реалізованої електроенергії за «зеленим» тарифом.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях, дано рекомендації щодо їх покращення.

У результаті моделювання обґрунтовано три гідроелектростанції по 150 кВт кожна на досліджуваній ділянці річки Сімерка. Термін окупності кожної з гідроелектростанцій становить біля чотирьох років.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ В ТЕОРІЇ ТА ПРАКТИЦІ.....	8
1.1. Аналіз стану малої гідроенергетики та ефективності використання гідроенергетичного потенціалу річок України.....	8
1.2. Аналіз існуючих типів гідроелектростанцій та особливостей їх використання на річках.....	12
1.3. Обґрунтування теми, мети та об'єкту досліджень.....	15
2. НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РІЧКАХ.....	17
2.1. Обґрунтування типу і структури гідроелектростанції.....	17
2.2. Обґрунтування параметрів гідроелектростанції в умовах річки.....	23
2.3. Обґрунтування критерію оптимізації параметрів гідротурбіни і дериваційного каналу гідроелектростанції.....	28
3. МЕТОДИКА ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ В УМОВАХ МАЛОЇ РІЧКИ.....	30
3.1. Алгоритм обґрунтування параметрів гідроелектростанції в умовах малої річки.....	30
3.2. Дослідження характеристик малої річки Сімерка .....	31
3.3. Методика визначення вартісних (економічних) показників гідроелектростанцій.....	38
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	40
4.1. Організація охорони праці на гідроелектростанціях.....	40
4.2. Структурно-функціональний аналіз процесу виробництва електричної енергії та розроблення моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій....	42
4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях на гідроелектростанціях.....	43

5. РЕЗУЛЬТАТИ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗРОБОК КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ	
РОБОТИ.....	45
ВИСНОВКИ .....	49
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	50
ДОДАТКИ.....	53

## ВСТУП

Гідроенергетика є однією з найдавніше освоєних видів відновлюваної енергії, та забезпечує біля двадцяти відсотків світового споживання електроенергії як великими, так і малими електростанціями. Зокрема такі країни, як Сполучені Штати Америки, Канада, Бразилія, та Норвегія, в основному виробляють значні обсяги електричної енергії від дуже великих гідроелектростанцій. Проте останнім часом, з'являється багато регіонів у світі, де використовуються малі гідроелектростанції, зокрема в Китаї, понад 20 000 МВт електроенергії виробляється на 50 тисячах малих гідроелектростанцій [27].

На сьогодні нема загальноприйнятого визначення терміну «малі гідроелектростанції», і в залежності від країни до них можуть відноситись гідроелектростанції за потужністю від декількох кіловат до п'ятдесяти тисяч кіловат. Зокрема у світовому масштабі «малі» гідроелектростанції (ГЕС) зазвичай відрізняються за розміром від 1 МВт до 50 МВт, і до них включені мікрогідроелектростанції (мікро-ГЕС) від 1 кВт до 100 кВт та мінігідроелектростанції (міні-ГЕС) в діапазоні від 100 кВт до 1 МВт. Проте встановлена потужність не завжди є правильним мірилом, адже наприклад низьконапірні гідроелектростанції потребують великих об'ємів води, а відповідно і більшої потужності гідротурбіни [26].

Вибір типу та обґрунтування параметрів гідроелектростанції насамперед залежить від того, на якій річці ця гідроелектростанція буде функціонувати, адже характеристики річки впливають на вибір гідротурбіни, гідроспоруд, створення напору тощо. Тому дослідження щодо обґрунтування типу та параметрів гідроелектростанції залежно від характеристик річки є важливими і актуальними.

## 1 АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ В ТЕОРІЇ ТА ПРАКТИЦІ

### 1.1 Аналіз стану малої гідроенергетики та ефективності використання гідроенергетичного потенціалу річок України

На сьогоднішній день гідроенергетика є найбільшим у світі джерелом чистої електроенергії. Відповідно до звіту Міжнародної гідроенергетичної асоціації за допомогою гідроелектростанцій виробляється та постачається 4500 ТВт-год, що складає шосту частину від загальної світової виробленої електроенергії, і це більше за всі відновлювані джерела разом узяті і більше за атомні електростанції, а у деяких країнах гідроенергетика є основним джерелом виробітку електроенергії. Загалом за допомогою гідроенергетики забезпечується виробництво біля 20 % електричної енергії [26].

Перше місце в світі по встановлені потужності займає Китай - 285 ГВт (27 %), далі Бразилія – 90 ГВт (8,6 %), США — 80 ГВт (7,7 %), Канада — 78 ГВт (7,5 %). А деякі країни такі як Норвегія, Парагвай забезпечується свої потреби в електроенергії за рахунок гідроелектростанцій майже на 100 %.

В основному виробництво електроенергії здійснюється на великих річках, і в більшості світових країн, тай і в Європі гідропотенціал великих річок практично вичерпаний, тому відбувається освоєння малих річок і відповідно розвиток малої гідроенергетики. Розподіл встановленої потужності малих гідроелектростанцій показано на рисунку 1.

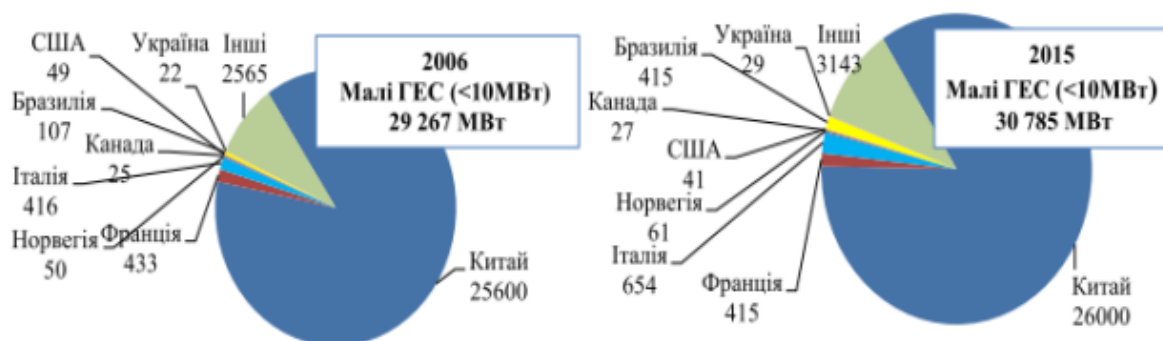


Рисунок 1 – Розподіл встановленої потужності МГЕС [27]



Відповідно до даних Міжнародної гідроенергетичної асоціації розвиток малої гідроенергетики спостерігається у 150 країнах світу, сумарною встановленою потужністю 75 ГВт що складає менше 50 % від її технічного потенціалу – 173 ГВт. Використання технічного потенціалу залежить не лише від природних умов країни, а й від рівня її розвитку, державних програм розвитку гідроенергетики тощо. Зокрема, Китай, Європа і Північна Америка змогли максимально використати потенціал малої гідроенергетики [7].

Щодо України, то гідроелектростанції займають третє місце після атомних і теплових зі встановленою потужністю яка рівна 8% від загальної потужності енергосистеми країни. Зокрема кожного року виробіток електроенергії гідроелектростанціями складає близько 11 млрд кВт·год. Проте ці показники можна подвоїти адже технічний потенціал гідроенергетичних ресурсів вимірюється у 20 млрд кВт·год. Основою гідроенергетики України є Дніпровський каскад ГЕС встановленою потужністю 3,8 ГВт, і виробітком електричної енергії 9,9 ГВт·год.

Як у більшості країн світу, гідроенергетичні ресурси великих річок України освоєні. Крім того, через значні затоплення територій для створення водосховищ на великих рівнинних річках, що негативно впливає на навколишнє середовище відмовляються від будівництва великих ГЕС на користь малим гідроелектростанціям. В таблиці 1 подано класифікацію гідроелектростанцій за встановленою потужністю.

Таблиця 1 – Класифікація гідроелектростанцій

№ з/п	Класифікація	Номінальна потужність	Споживач
1	Великі ГЕС	> 100 МВт	Зальна електрична мережа
2	Середні ГЕС	10-100 МВт	
3	Малі ГЕС	Від 1 до 10 МВт	
4	Міні ГЕС	200 кВт – 1 МВт	Зальна електрична мережа, автономна мережа
5	Мікро ГЕС	до 200 кВт	Мережа, автономні споживачі

Як бачимо з таблиці до малої гідроенергетики відносяться малі гідроелектростанції потужністю до 10 МВт, які включають в міні та мікро ГЕС. На сьогодні в Україні функціонує 152 малі гідроелектростанції. Встановлена потужність малих ГЕС в складає біля 180 МВт (рис.2).

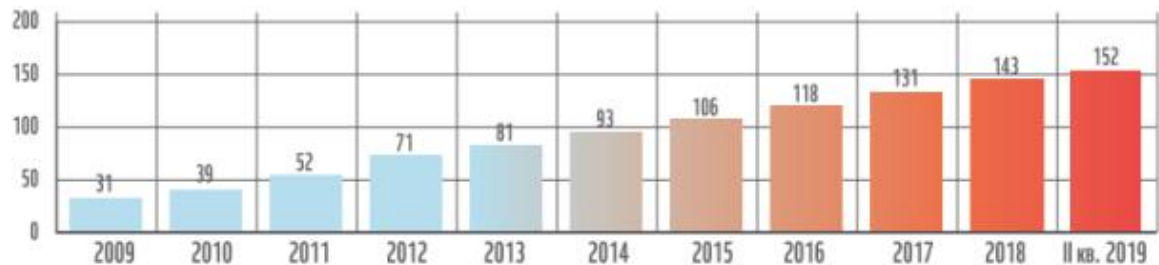


Рисунок 2 – Кількість малих ГЕС в Україні по роках

Розвиток малої гідроенергетики пов'язаний насамперед з прийнятим у 1998 році Законом України «Про внесення змін до деяких Законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу», згідно якого передбачено виплати за вироблену електроенергію на гідроелектростанціях та реалізовану в загальну мережу за фіксованим тарифом.

Також розвиток малої гідроенергетики пов'язаний з величезним неосвоєним потенціалом малих річок (рис. 3) [4].

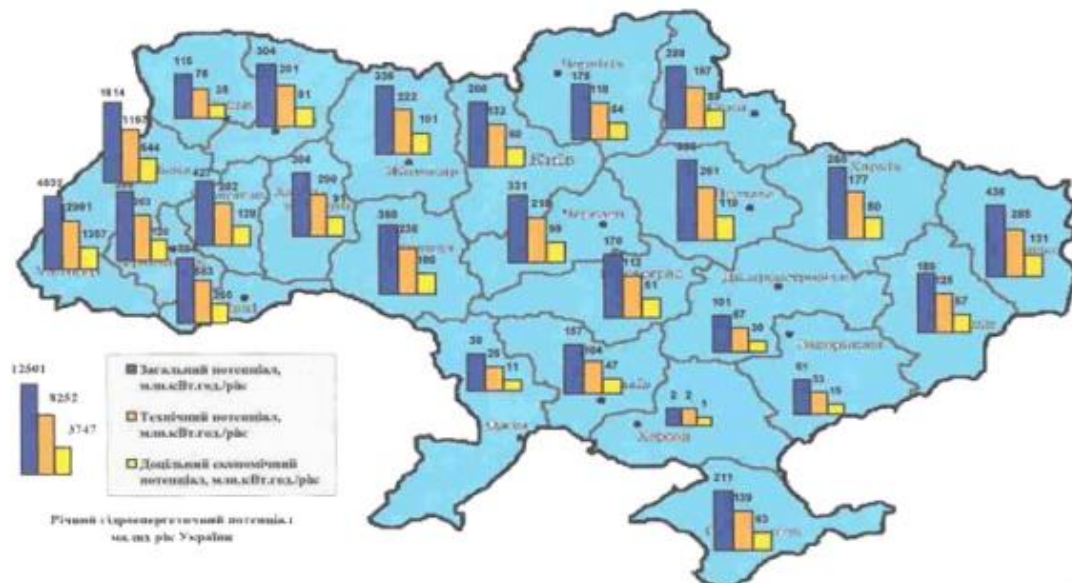


Рисунок 3 – Гідроенергетичний потенціал малих річок України

Малими є річки, які мають руслову потужність до 2 МВт – рівнинні, і гірські до 1,7 МВт, або до 100 км довжини, яких в Україні є біля 64 тисяч. Потенціал цих річок складає біля 12 млрд кВт·год, а біля 30 % цього потенціалу зосереджено в Карпатському регіоні [4].

Найоптимальнішими для малої гідроенергетики є саме гірські річки Карпатського регіону, які практично неосвоєні. Завдяки різки перепадам місцевості, доступно створити необхідний напір без вкладання великих коштів, і без використання штучних водосховищ.

Також важливо враховувати екологічну складову в процесі освоєння гідропотенціалу річок, зокрема вимоги до гідроелектростанцій, які повинні бути: безпечними екологічно, мати широкі діапазони робочих показників, витримувати повені і відлиги; не порушувати природного режиму русла річки; не затоплювати території біля річки.

Вибір обладнання ГЕС залежить від характеристик річки. Зокрема витрат води є мінливою як по довжині річки так і в часі. А інша складова гідроенергетичного потенціалу – напір, залежить від місцевості, а також може бути створена штучно.

Крім того, вибір обладнання залежить від умов використання гідроелектростанції, яка може подавати вироблену електроенергію безпосередньо в загальну мережу, або працювати на автономного споживача. Для ефективного освоєння гідроенергетичного потенціалу річки необхідно обґрунтувати параметри гідроелектростанції.

Отже, підсумовуючи даний пункт, слід відмітити наступне. Україна володіє значним гідроенергетичним потенціалом малих річок, переважно у Карпатському регіоні. Нажаль цей потенціал не використовується, а зважаючи на його обсяги, він здатен забезпечити окремі області в електроенергії. Для ефективного освоєння гідроенергетичного потенціалу досліджуваної річки, необхідно обґрунтувати параметри гідроелектростанції з врахування екологічних вимог до обладнання.

## 1.2 Аналіз існуючих типів гідроелектростанцій та особливостей їх використання на річках

Гідроелектростанції відносяться до відновлюваних джерел енергії, і сприяють стійкості та скороченню викидів парникових газів, адже не мають шкідливих викидів в атмосферу в процесі виробництва електроенергії. Крім цього вони є вискоєфективними і універсальними, адаптованими до різних масштабів і вимог щодо виробництва електроенергії, від мікро генерації розрахованих для забезпечення автономного споживача, до великомасштабних забезпечуючи цілі регіони чистою електроенергією [26].

Загалом існує декілька типів різних гідроелектростанцій вибір яких залежить від наявності водних ресурсів, географічних умов, вимог щодо потужності виробництва електроенергії, наявності/відсутності споживача біля потенційного спорудження гідроелектростанції тощо. Розглянемо кожен з типів та особливості їх використання на річках.

*Гідроакумулювальні електростанції* (рис. 4). Такі гідроелектростанції завжди мають акумулювальне водосховище, тобто перегорожену долину.



Рисунок 4 – Гідроакумулювальна електростанція у розрізі [28]

Цикл виробництва енергії визначається об'ємом резервуара та швидкістю, з якою вода надходить у нього. Це можуть бути дні, тижні або

навіть довше. Дані гідроелектростанції, як правило, виробляють електроенергію лише в періоди пікового попиту, а в інший час вони просто накопичують воду в резервуарі. У періоди накопичення балансувальні резервуари, які зазвичай будують під електростанціями, підтримують мінімальний потік води в нижньому водоймищі річки.

*Дериваційні гідроелектростанції* (рис. 5). Принцип дериваційної гідроелектростанції полягає в тому, що частина води відводиться з річки спеціальним дериваційним каналом і поступає на лапасті гідротурбіни, а потім знову подається в річку. Для відведення можуть використовувати спеціальні загородження, або невеликі греблі з шлюзами. Дериваційні канали бувають різними, якщо наприклад вони відкриті – то це безнапірна деривація, а якщо закритий трубопровід то напірна. Даний тип не передбачає спорудження водосховищ, а тому гідроелектростанція використовує лише природний стік, який є мінливим у часі.

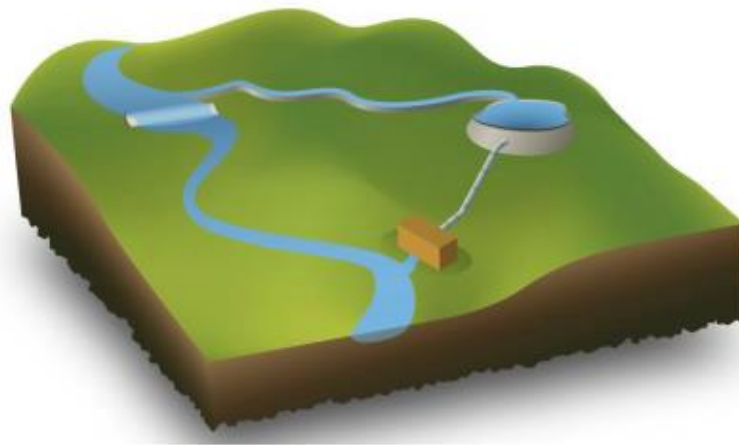


Рисунок 5 – Загальний вигляд дериваційної гідроелектростанції

*Руслові гідроелектростанції* (рис. 6) є найбільш поширеним типом гідроелектростанцій у світі. Як правило використовують для будівництва великих гідроелектростанцій з встановленою потужністю від 1МВт. Даний тип гідроелектростанцій будується переважно на рівнинних річках, з створення водосховища великої площі, що призводить до затоплення значних територій.

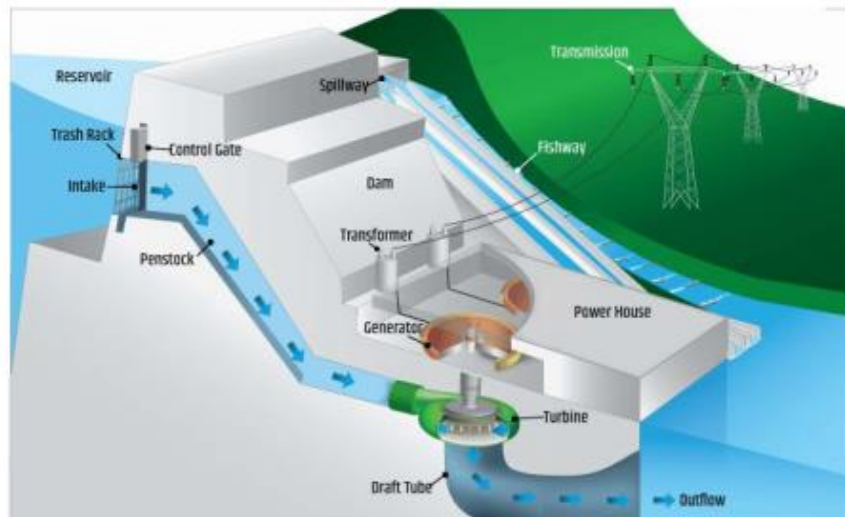


Рисунок 6 – Розріз руслової гідроелектростанції

Гідроспоруди руслових гідроелектростанції розміщені в межах русла річок, а напір створюється греблею. Вони не переривають природньої течії русла, є низьконапірними і працюють за рахунок великих об'ємів води, за рахунок створених водосховищ.

*Вільнопоточні гідроелектростанції* (рис. 7) не потребують спорудження будь яких гідротехнічних споруд. Дані гідроелектростанції встановлюють безпосередньо в потоці річки. Працюють за рахунок швидкісних потоків води та потребують глибини річки від одного метра.

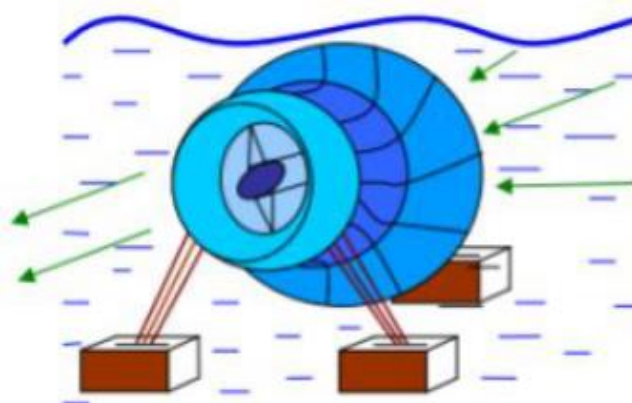


Рисунок 7 – Загальний вигляд вільнопоточної гідроелектростанції

Вільнопоточні гідроелектростанції мають невелику встановлену потужність, та працюють лише на забезпечення автономного споживача.

Використання розглянутих типів гідротурбін залежить від багатьох факторів, але насамперед залежить від характеристик досліджуваної річки. Тому для обґрунтування типу і параметрів гідроелектростанції необхідно узгодити характеристики річки з параметра гідроенергетичного обладнання.

### **1.3 Обґрунтування теми, мети та об'єкту досліджень**

Мала гідроенергетика розвивається в 150 країнах світу, в тому числі і в Україні. Хоча деякі країни вже майже використали увесь технічний гідропотенціал, цього не можна сказати про Україну, де використовується менше половини. Для його ефективного освоєння необхідно обґрунтовувати параметри гідроелектростанцій для кожної конкретної річки. З огляду на це, кваліфікаційна робота на тему «Обґрунтування типу та параметрів гідроелектростанції залежно від характеристик річки» є важливою і актуальною.

*Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності використання гідропотенціалу річки за рахунок обґрунтування типу і параметрів гідроелектростанції.*

*Об'єкт дослідження – річки, гідроелектростанції, процеси виробництва електроенергії на гідроелектростанції.*

*Предмет дослідження – є залежність функціональних показників гідроелектростанції від характеристик річки.*

*Для виконання поставленої мети необхідно розв'язати такі задачі:*

- виконати аналіз стану малої гідроенергетики та ефективності використання гідропотенціалу річок в Україні;
- проаналізувати існуючі типи гідроелектростанції та особливості їх використання для конкретної річки;

- розробити методику обґрунтування параметрів гідроелектростанції для досліджуваної річки;
- здійснити дослідження характеристик гідроенергетичного потенціалу річки;
- розробити алгоритм моделювання роботи гідроелектростанції для умово досліджуваної річки, виконати відповідні дослідження з моделлю;
- розробити заходи з охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях;
- здійснити техніко-економічне обґрунтування ефективності використання гідроелектростанції на досліджуваній річці.

У роботі використані такі *методи досліджень*:

- математичну статистику і теорію ймовірності для побудови моделей гідропотенціалу річки;
- кореляційно-регресійний аналіз для визначення вартості обладнання гідроелектростанцій;
- статистичне імітаційне моделювання;
- системний аналіз для узгодження функціональних показників гідроелектростанції з характеристиками річки.



## 2 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РІЧКАХ

### 2.1 Обґрунтування типу і структури гідроелектростанції

У попередньому розділі нами було розглянути основні типи гідроелектростанцій доступні для проектування на малих річках. Типова схема гідроелектростанції представлена на рисунку 8.



Рисунок 8 – Схема типової гідроелектростанції

Для обґрунтування типу і структури гідроелектростанції розглянемо детальніше принцип її роботи, та призначення основних її компонентів.

*Водозабір.* Є по суті стратегічним місцем на річці, де можна захопити більшу кількість води. Для цього може застосовуватись гребля, загородження з шлюзами для контролю і направлення потоку води.

*Гідроспоруди.* Елементи призначені для створення штучного напору, зокрема в залежності від схеми це можуть бути греблі і дериваційні канали.

*Напірний трубопровід.* Напірний трубопровід використовується для подачі води на лопасті гідротурбіни.

*Гідротурбіна.* Основний елемент гідроелектростанції – лопатева машина, яка призначена для безперервного перетворення гідравлічної енергії потоку рідини на механічну енергію обертання вали. Гідротурбіна також облаштована соплом чи направляючим апаратом, який направляє потік рідини на лопасті.

*Гідрогенератор.* Ротор гідрогенератора приводиться в дію гідротурбіною за рахунок її обертання і виробляється електричний струм.

*Трансформатор.* Електрична енергія, що виробляється в генераторах змінного струму, спочатку є змінним струмом, і зазвичай він має низьку напругу, тому використовується трансформатор, щоб підвищити його напругу та зробити його придатним для передачі на великі відстані.

*Лінії електропередач.* Вироблена електроенергія передається високовольтними лініями туди де вона потрібна. Часто використовується електрична підстанція для зниження напруги перед роздачею споживачам.

*Системи контролю і регулювання.* Гідроелектростанції обладнані системами контролю та регулювання, які контролюють і регулюють потік води та виробництво електроенергії для підтримки постійного та стабільного постачання енергії.

*Відсмоктувальний трубопровід.* Є невід'ємним елементом, який призначений для відведення води від робочого колеса гідротурбіни у нижній б'єф річки.

Вибір того чи іншого обладнання залежить від багатьох факторів, зокрема: використання гідроелектростанції для автономної мережі чи загальної, географічних умов, характеристик річки, схеми створення напору, екологічних вимог тощо.

Насамперед важливо визначитись зі схемою створення напору. Оскільки великі водосховища спричиняють значне затоплення території, необхідно шукати інший варіант. Для більшості річок, які зосереджені у Карпатському регіоні України, ефективним варіантом є використання

деривації – коли вода відводиться від річки каналом на гідротурбіну, а потім знов у повертається в річку. На рисунку 9 показано схему дериваційної гідроелектростанції [3].

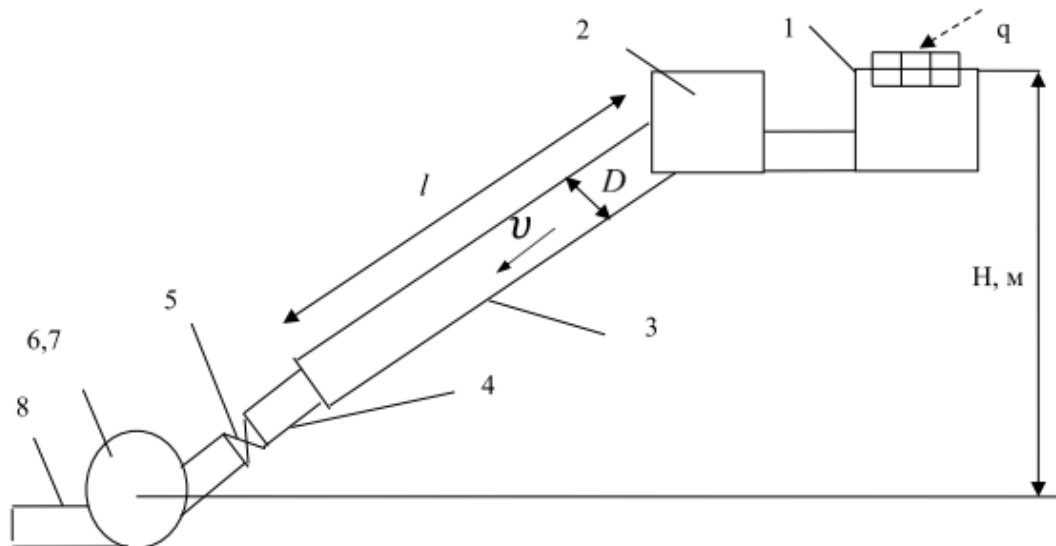


Рисунок 9 – Схема дериваційної гідроелектростанції: 1 – водозабір; 2 – напірний резервуар; 3 – дериваційний канал; 4 – турбінний трубопровід; 5 – заслінка; 6 – турбіна; 7 – генератор; 8 – водозлив

Особливістю даної схеми є відсутність греблі. Вода захоплюється водозабором 1, який виконаний у формі підземного резервуару зі шлюзом, куди вода попадає і наповнює напірний резервуар 2 звідки вже деривацією 3 подається на гідротурбіну 6. Довжина дериваційного трубопроводу може бути і декілька кілометрів, в залежності від бажаної встановленої потужності, адже зі збільшенням довжини зростає і напір, а відповідно і потужність.

Дана схема підходить коли є значні перепади місцевості необхідні для створення напору і невеликі об'єми води, що актуально для гірських річок. При цьому, негативний вплив на навколишнє середовище є мінімальним. Тому зупинимось саме на цій схемі в даному дослідженні.

Наступним кроком є вибір типу гідротурбіни – ключового елементу гідроелектростанції. Вибір типу гідроенергетичної турбіни залежить від встановленого напору і витрати води. Розглянемо найбільш поширені з них.

За принципом дії гідротурбіни поділяються на два типи – реактивні (використовується кінетична і потенціальна енергія потоку) і активні (вільноструменеві) (рис. 10) [28].

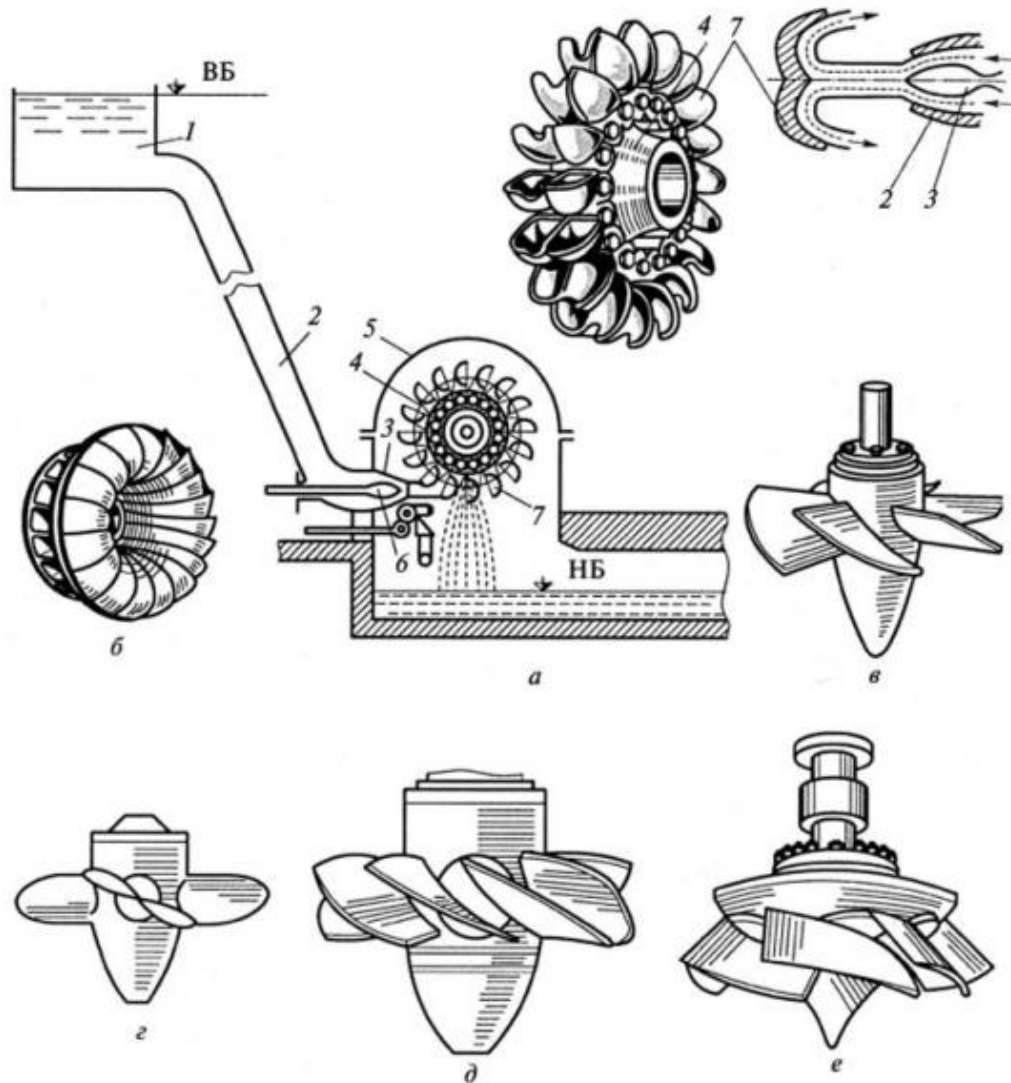


Рисунок 10 – Схема роботи активної (ковшової) гідротурбіни (а) та типи робочих коліс реактивних гідротурбін – радіально-осьової (б), пропелерної (в), поворотно-лопатевої (г), двоперової (д) та діагональної (е): 1 — верхній б'єф ; 2 – трубопровід; 3 – сопло; 4 – робоче колесо; 5 – кожух; 6 – регулювальна голка; 7 – лопаті [ ]

Найпоширенішими активними турбінами є ковшові (рис. 10,а) або їх ще називають турбіна Пелтона. Дані турбіни потребують дуже високих напорів

води – від 200 м і витрат до 100 м<sup>3</sup>/с. Даний напір дуже важко забезпечити греблею, тому використовують деривацію.

Пропелерні гідротурбіни (рис. 10,в) прості за конструкцією, але недоліком різке зменшення ККД при збільшенні навантаження.

Двоперові та діагональні турбіни (рис. 10, д, е) є не дуже поширені через складність конструкції, зокрема двоперові мають спарені лопаті, а у діагональних робочі лопатки повертаються відносно своїх осей.

Також поширеними є реактивні поворотно-лопатеві гідротурбіни (турбіна Каплана) (рис. 10, в), розраховані на невисокі напори до 20 м, але потребують постійних великих об'ємів води – від 10 м<sup>3</sup>/с. Тому вони переважно використовуються у руслових схема створення напору за допомогою греблі.

Вибір того чи іншого типу гідротурбіни залежить від статичним напором  $H$  і витрати води  $q$ . Для малих річок, зокрема в гірській місцевості де сконцентрований найбільший гідропотенціал, витрати води є відносно малими, а напір високий. Таким показникам найкраще відповідають реактивні радіально-осьові гідротурбіни (рис. 10,б), або їх ще називають турбіни Френсіса [9; 28]. Оскільки вони в широких робочих діапазонах є на вітчизняних і закордонних ринках, зупинимось в даному дослідженні саме на турбінах Френсіса.

Проаналізувавши ринок, каталоги виробників обладнання гідроелектростанцій та характеристики річок Карпатського регіону, зроблено вибірку доступних для встановлення радіально-осьових гідротурбін Френсіса в таблиці 2 [10; 18]. Зокрема в таблиці представлено марки гідротурбін, їхні робочі діапазони витрат води і напорів, встановлену потужність, частоту обертання гідротурбіни, та питому вартість. Найбільшим виробником в Україні є АО «Турбоатом», де виробляються гідротурбіни усіх типорозмірів. Щодо ККД, то він залежить від навантаження гідротурбіни, та є в межах 0,89-0,95 [10].

Таблиця 2 – Фізичні параметри та функціональні показники гідротурбін Френсіса

Марка	Витрат а води $q$ , м <sup>3</sup> /с	Напір Н, м	Потужність N, кВт	Частота обертання n, об/хв	Питома вартість, грн/кВт
PO 30-ГМ-50	0,1-1,4	2-15	150	500	38250
PO230-ГМ42	0,3-0,45	25-30	100	1000	38000
PO400-ГМ42	0,2-0,25	50-85	150	1000	39500
PO300-ГФ60	0,7-2,2	10-20	350	1000	42250
PO-55-40	0,4-1,3	25-55	550	1000, 1500	37000
PO-100-40	0,4-1,25	30-100	950	1000	35500
ФГ-2-38	0,01-1,0	20-165	630	1500	46750
PO 30-ГМ-65	1,0-2,5	12,0-23,0	150-600	500	37000
ФГ-2б	0,48-0,9	35-58	200-600	1000	37000
ФГ-2а	0,5-1,04	56-100	300-600	1500	37000
ФГ-7-60	1,4-2,4	20-52	1000	1000	37500
PO-120-65	0,6-3,2	70-120	3300	750, 1000	38000

Виробниками також надається комплектуюче допоміжне і обладнання, системи автоматики. Для радіально-осьових гідротурбін важливо підібрати генератори, які можуть бути асинхронними і синхронними [29]. Щодо даних гідротурбін з таблиці 2, то для них переважно застосовують асинхронні генератори. Тим більше, враховуючи що в дослідженні плануємо вироблено електроенергію реалізовувати безпосередньо в загальну мережу, і з мережі можна отримати реактивну потужність для формування обертового поля для асинхронного генератора. Показники виробленої електроенергії, зокрема напруга і струм теж задаються мережею. Заявлений термі експлуатації гідротурбіни до 40 років, а генератора до 20 років [25].

Для дериваційної схеми створення напору використаємо сталі трубопроводи, які випускається діаметром від 500 до 1600 мм, і частини

трубопроводів зварюють безпосередньо на місці формуючи напірний дериваційний канал, який може досягати довжини в декілька кілометрів.

Також важливо передбачити будівлю, де буде розміщене енергетичне та допоміжне обладнання гідроелектростанції, приміщення для персоналу. На гідроелектростанціях даного типу більшість процесів відбуваються автоматично. Вручну здійснюється відкривання/ закривання засувки перед гідротурбіною. Важливо зберігати в чистоті водозабір, для чого періодично проводиться чистка.

Отже, нами обґрунтовано обладнання яке буде використане в даному дослідженні для виробництва електроенергії. Для визначення його характеристик, необхідне узгодження його параметрів з показниками конкретної річки.

## 2.2 Обґрунтування параметрів гідроелектростанції в умовах річки

Обґрунтування параметрів гідроелектростанції, це насамперед узгодження діапазону робочих показників гідротурбіни з характеристиками досліджуваної ділянки річки. Основними характеристиками річки є витрата води і ухил ділянки для можливого встановлення гідроелектростанції від якого буде залежати другий основний показник тобто напір. Основними показниками гідротурбін є робочі діапазон витрати води і напору (рис. 11). На підставі узгодження витрат води і напорів гідротурбіни і річки обґрунтовують параметри гідроагрегату [3]:

$$\begin{cases} q_{\min} \leq q \leq q_{\max}; \\ H_{\min} \leq H \leq H_{\max}; \\ P \leq N_{\max}, \end{cases} \quad (1)$$

де  $q$ ,  $q_{\min}$ ,  $q_{\max}$  – відповідно розрахункова, мінімальна і максимальна

допустимі витрати води обраної гідротурбіни, м<sup>3</sup>/с;  $H$ ,  $H_{\min}$ ,  $H_{\max}$  – відповідно робочий, мінімальний і максимальний напори гідротурбіни, м;  $P$ ,  $N_{\max}$  – відповідно вироблена і максимальна потужності гідроелектростанції, кВт.

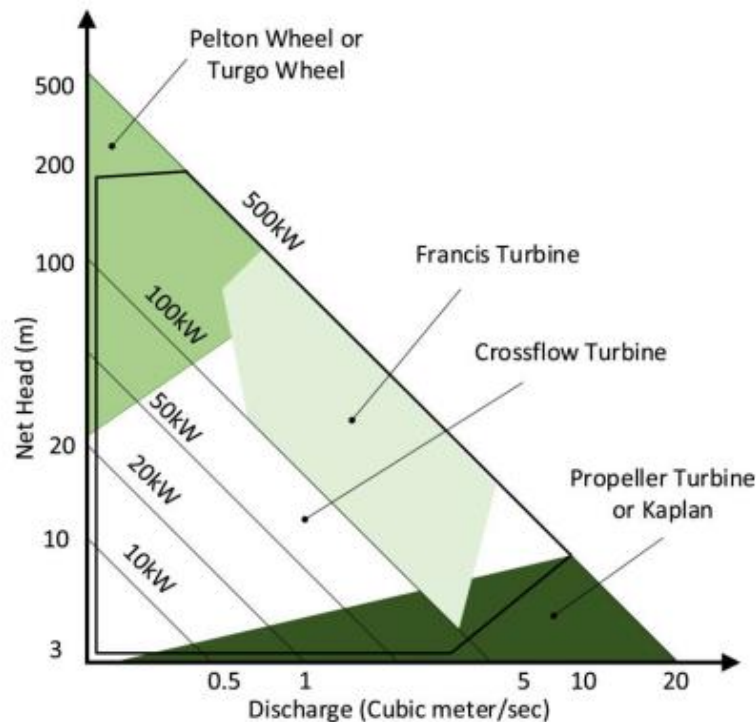


Рисунок 11 – Співвідношення напору і витрати води гідротурбін [29]

Ефективність роботи гідротурбіни залежить від забезпечення безперервної подачі води при постійному напорі.

Використання витрати води на потреби гідроелектростанцій на малих річках має свої особливості. Якщо ми розглядаємо дериваційну схему створення напору, без накопичувальних резервуарів і водосховищ, тоді доступним є тільки природний стік, тобто реальна витрата води у часі. Також потрібно врахувати, що не можна використовувати всю воду з річки на потреби гідроелектростанції, а тільки частину.

Витрату води на потреби гідроелектростанції визначимо з виразу

$$q = \tilde{Q}_1 - q_e, \quad (2)$$



де  $\tilde{Q}_1$  – миттєва витрата води у досліджуваному створі, м<sup>3</sup>/с;  $q_e$  – витрата води, яку не можна використовувати, і яка має далі протікати руслом річки, м<sup>3</sup>/с (у дослідженні приймаємо використання 50 % стоку на потреби гідроелектростанції в досліджуваному створі)[22].

За дериваційної схеми напір – це різниця відміток точки забору води і вала гідротурбіни. Концентрований напір створюють за допомогою дериваційного трубопроводу. Зрозуміло, що це напір бруто  $H_{cm}$ , і не весь він використовуються, оскільки є втрати напору на подолання сил тертя в дериваційному каналі і турбінному трубопроводі, місцеві втрати, втрати на турбіні тощо. Для роботи гідроелектростанції необхідно визначити робочий напір нетто  $H$ , м [9]:

$$H = H_{cm} - h_{см}, \text{ м}, \quad (3)$$

де  $h_{см}$  – втрати напору у гідротехнічних спорудах гідроелектростанції, м.

Як було відмічено в попередньому пункті, вода на турбіну подається закритим залізним трубопроводом, довжина якого може доходити до декількох кілометрів. Крім цього трубопровід не є суцільним, а звареним з частин трубопроводів. Все це спричиняє значні втрати енергії як на подолання тертя так і на зварних швах. Загальні втрати напору  $h_{см}$  у дериваційному каналі визначимо з виразу [1]:

$$h_{см} = h_m + h_{cm} + h_M, \quad (4)$$

де  $h_m, h_{cm}, h_M$  – відповідно втрати напору на подолання сил тертя, на зварних стиках трубопроводу, на місцеві опори, м.

На етапі техніко-економічного обґрунтування, коли важко, а іноді неможливо врахувати усі місцеві опори, можна прийняти втрати на подолання місцевих опорів у діапазоні 5-10 % від загальних втрат [9]. Приймемо в розрахунках, що місце втрати складають 10% від загальних, м

$$h_M = 0,1 \cdot h_{см}, \quad (5)$$

Для розрахунку втрат напору на зварних стиках трубопроводу, скористаємось формулою з [9]:

$$h_{cm} = \zeta_{cm} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot k, \quad (6)$$

де  $v$  – швидкість руху води в трубопроводі, м/с;  $k$  – кількість зварних стиків, шт;  $\zeta_{cm}$  – коефіцієнт опору зварного стика.

Втрати напору за довжиною трубопроводу визначимо за формулою Дарсі-Вейсбаха [9], м

$$h_m = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (7)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного тертя;  $l$  – довжина дериваційного трубопроводу, м;  $d$  – внутрішній діаметр трубопроводу, м;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с.

Крім дериваційного трубопроводу, втрати напору є і в турбінному. Але оскільки його довжина є незначною, а також плавність з'єднання обох трубопроводів, втратами в турбінному можемо знехтувати. Втрати напору на турбіні враховані в її коефіцієнті корисної дії.

Таким чином визначивши втрати напору за формулою (4) можемо визначити робочий напір для гідроелектростанції, який має бути постійним для забезпечення стабільної синхронної частоти обертання  $n$ , турбіни.

Визначивши витрату води і робочий напір, запишемо вираз для розрахунку потужності гідроелектростанції  $P$ , кВт [21]:

$$P = g \cdot q \cdot H \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad \text{кВт}, \quad (8)$$

де  $\eta_T, \eta_G$  – відповідно ККД гідротурбіни і генератора.

Напір є постійним, а витрата води є мінливою в часі. Відповідно і потужність буде змінюватись в часі, так само і виробіток електроенергії на гідроелектростанції.

Тому необхідно обрати ефективну гідротурбіну, яка б працювала в робочому діапазоні витрат води  $q_{\min}$  і  $q_{\max}$  максимально можливий період. Зрозуміло що жодна турбіна не може забезпечити робочий діапазон витрат води для того щоб використовувати стік річки цілий рік. Тому інколи не буде виробництва електроенергії на гідроелектростанції. Зокрема:

$$P = 0, \text{ якщо } q < q_{\min}. \quad (9)$$

У цьому випадку на гідроелектростанції не буде виробництва електроенергії, вона не працює.

$$P = g \cdot q \cdot H \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \text{ якщо } q_{\min} \leq q \leq q_{\max}. \quad (10)$$

Як бачимо з виразу (10) миттєва витрата води знаходиться у робочому діапазоні і потужність визначається з (8).

Коли миттєва витрата води  $q$  є вище допустимого діапазону, то потужність гідроелектростанції  $P$  дорівнює номінальній потужності гідротурбіни  $N_n$ .

$$P = N_n, \text{ якщо } q > q_{\max}. \quad (11)$$

Ефективність роботи обґрунтованої гідроелектростанції визначається системним показником – річним виробництвом електричної енергії. Оскільки витрата води є мінливою у часі, то відповідно і виробіток електроенергії теж буде змінюватись протягом року.

Річний виробіток електроенергії на гідроелектростанції визначимо  $W_{\text{річ}}$ , кВт·год:

$$W_{\text{річ}} = \frac{1}{T} \int_0^T P \cdot dt, \quad (12)$$

де  $T$  – час роботи гідроелектростанції, год/рік.

Користуючись описаною методикою, можна визначити показники роботи гідроелектростанції в умовах досліджуваної річки.

### **2.3 Обґрунтування критерію оптимізації параметрів гідротурбіни і дериваційного каналу гідроелектростанції**

Обґрунтування параметрів гідроелектростанцій здійснюють за обраним критерієм оптимізації. Критерії залежать від багатьох факторів, зокрема від того куди буде реалізовуватись вироблена електроенергія, досягнення максимального виробітку електроенергії, отримання меншого терміну окупності капіталовкладень тощо.

В гідроелектростанції дериваційного типу важливо правильно обґрунтувати саме параметри дериваційного каналу і гідротурбіни. Дериваційний канал має бути заповнений весь час водою, це збільшує термін його експлуатації. Зважаючи на те що ми використовуємо лише природний стік, тобто витрата води є мінливою в часі, важливо правильно визначити саме діаметр дериваційного каналу. Занадто малі діаметри призводять до збільшення втрат напору, а великі – до збільшення капіталовкладень. Важливим є досягнення такого варіанту, коли є максимально виробництво електроенергії при мінімально можливих затратах як на будівництво так і експлуатацію.

Якщо ми освоюємо малі річки, то ефективнішою є робота на загальну електромережу. Адже освоєння гідроенергії є постійним, на відміну від інших відновлюваних джерел енергії, і встановлені потужності є значними, а використання при цьому акумуляторів є неефективним. Ще однією перевагою роботи на мережу є встановлений «зелений» та вироблену електроенергію на гідроелектростанціях. Щодо зеленого тарифу, то раніше не було обмежень по потужності, а з 2022 року держава закуповує електроенергію вироблену на гідроелектростанціях встановленою потужністю до 150 кВт за ціною  $k_{3,T} = 4,84$  грн/кВт·год до 2030 року [23]. Тобто на річках доцільно встановлювати мікрогідроелектростанції. Тому як критерії оптимізації використаємо прибуток від реалізованої в мережу електроенергії, що сприятиме поєднанню

максимального виробітку електроенергії та зменшенню окупності даних проектів. Отже прибуток від реалізованої електроенергії за «зеленим» тарифом визначимо  $\Pi$  [21]:

$$\Pi = W_{\text{рiч}} \cdot (k_{z.m} - z_e) \quad \text{грн/рiк}, \quad (13)$$

де  $k_{z.m}$  – затверджений «зелений» тариф, грн/кВт·год;  $z_e$  – собівартість електроенергії виробленої на гідроелектростанції, грн/кВт·год.

Таким чином використання даного критерію дозволяє обґрунтувати параметри гідроелектростанції, зокрема гідротурбіни і дериваційного каналу. Оскільки можливо дуже багато варіантів встановлення гідроелектростанції на досліджуваній річці, тому для обґрунтування оптимальної гідроелектростанції саме для цієї річки за критерієм максимального прибутку від реалізованої електроенергії в загальну мережу за зеленим тарифом скористаємось методом статистичного імітаційного моделювання.

### 3 МЕТОДИКА ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ В УМОВАХ МАЛОЇ РІЧКИ

#### 3.1 Алгоритм обґрунтування параметрів гідроелектростанції в умовах малої річки

Розв'язати задачу обґрунтування параметрів гідроелектростанцій для умов будь якої річки, аналітичним способом є проблематично. Тому у даному дослідженні для вирішення поставленої задачі нами використано метод статистичного імітаційного моделювання. Зокрема нами розроблено алгоритм дослідження, укрупнена схема якого є на рисунку 12.



Рисунк 12 – Укрупнена схема алгоритму дослідження системи з використанням статистичного імітаційного моделювання

Відповідно до наведеної схеми, порядок дослідження є наступним. Спочатку необхідно дослідити річку, і визначити витрати води і статичний напір на ділянках, внести ці дані.

На наступному етапі заносять в програму інформацію щодо гідрообладнання, зокрема робочі діапазони витрат води і напорів, максимальну потужність, графіки коефіцієнтів корисної дії в залежності від витрати води та вартість гідротурбіни, параметри генераторів тощо.

На третьому етапі розробленого алгоритму задаємо параметри дериваційного каналу, за допомогою якого створюють необхідний напір гідроелектростанції. Зокрема задаємо можливі діаметри труб для гідроенергетичного використання від 700 мм до 1600 мм, та відмітки початку  $l_1$  і кінця  $l_2$  каналу. Також задаємо потужність гідротурбіни  $N$ .

Задавши основні показники щодо можливого гідроенергетичного обладнання, яке може бути застосовано в умовах досліджувано річки можемо визначити витрату води, робочий напір і встановлену потужність гідроелектростанції згенерувавши випадкове значення витрати води  $Q$  у створі річки в конкретний момент часу.

Основними показниками функціонування гідроелектростанції є встановлена потужність, річний виробіток електроенергії і її собівартість. Порівнюючи дані показники за критерієм максимального прибутку від реалізованої електроенергії в загальну мережу за «зеленим» тарифом, здійснюємо оптимізацію потужності гідротурбіни  $N$  і діаметра дериваційного каналу  $D$  і його довжини з відмітками початку і кінця, відповідно  $l_1$  і  $l_2$ .

### **3.2 Дослідження характеристик малої річки Сімерка**

За результатами аналізу пункту 1.2 встановлено, що найбільш ефективними для гідроенергетичного освоєння є малі гірські річки.

Особливістю цих річок є те, що вони течуть серед гір, у глибоких вузьких долинах, кам'янистим руслом і крутими берегами. Також вони характеризуються значними ухілами – до 80 м/км і швидкістю течії до 4 м/с. Такі характеристики є ідеальними саме для дериваційної схеми створення напору.

На багатьох річках є водомірні пости, призначені для слідкування за рівнем води. Переважно вони розміщені у місцях впадання меншої річки в більшу. Водомірні пости в основному використовують для у попередження паводків затоплень, але ці дані можна використати і для гідроенергетики.

Однією з таких річок з водомірним постом є типово гірська річка Сімерка (Сімерки). Річка протікає територією Закарпатської області, та є правою притокою Тур'ї. Сімерка входить в басейн річки Уж, має площу басейну 38,2 м<sup>2</sup>, похил 39 м/км, довжину 12км. Характеризується вузькою і глибокою долиною [19].

Дослідження характеристик річки Сімерка передбачало визначення витрати води у створі водомірного поста, витрати води та напору за довжиною річки. Для цього використано дані Закарпатського обласного виробничого управління по меліорації і водному господарству за 2018-2022 роки, проаналізувавши які, побудовано графік (рис. 13).



Рисунок 13 – Дані стоку річки Сімерка



Як бачимо з рисунка, річка Сімерка є маловодною, а максимальна витрата води до  $7 \text{ м}^3/\text{с}$ . Найбільші витрати води спостерігаємо у періоди паводків – березні, квітні. Мінімальна кількість води у зимові місяці, та в кінці літа.

Використовуючи дані за досліджуваний період для кожного місяця року сформовано вибірку з метою врахування коливань витрати води. Застосовано методи математичної статистики для опрацювання даних, і встановлено що кожна з вибірок можна описати законом розподілу Вейбулла (рис 14) [16].

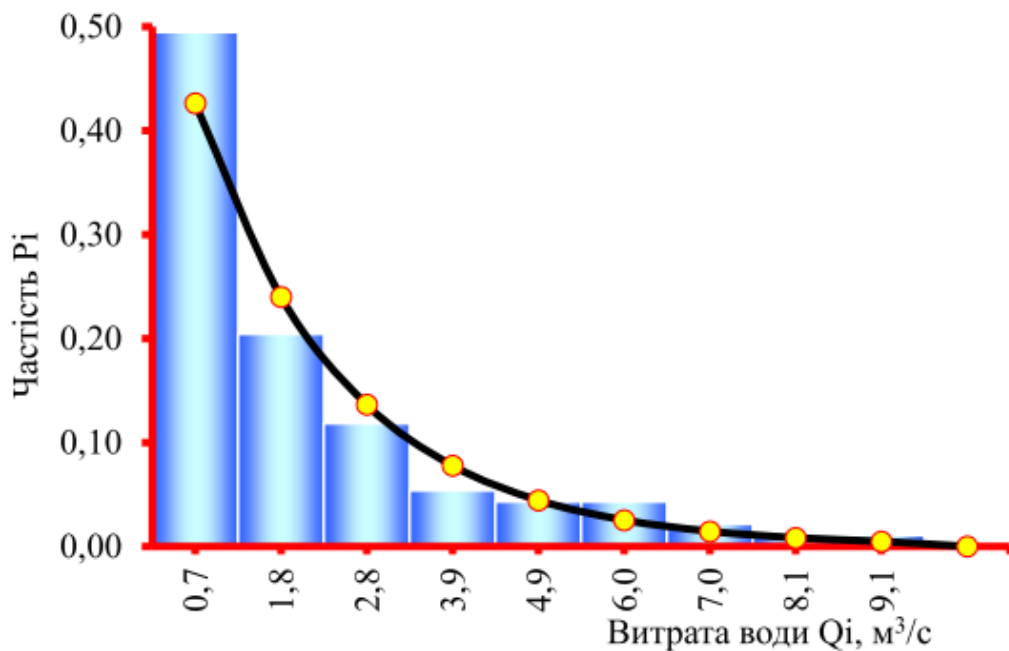


Рисунок 14 – Гістограма та теоретична крива розподілу витрати води р. Сімерка (березень 2018-2022 рр.)

Зокрема для березня густину функції наведеного розподілу витрати води можна записати

$$f(Q) = 0,581 \cdot \left(\frac{Q-0,84}{1,840}\right)^{0,07} \cdot e^{-\left(\frac{Q-0,84}{1,840}\right)^{1,07}} \quad (14)$$

Описане рівняння (14) можна вважати теоретичним законом розподілу Вейбулла оскільки за критерієм  $\chi^2$ -Пірсона, критерій  $\chi^2$  – Пірсона рівний 4,617 і є меншим за табличне значення  $\chi^2 = 9,236$ .

Аналогічно отримали характеристики витрат води для всіх вибірок, тобто кожного місяця. Результати наведено в таблиці 3, а саме параметри форми  $b_m$  і мірила  $a_m$ , і оцінку математичного сподівання витрати води  $\bar{Q}$ .

Таблиця 3 – Параметри розподілів Вейбулла витрати води в досліджуваному створі річки Сімерка

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$a_m$	0,25	0,36	1,84	2,219	0,699	0,66	0,635	0,862	0,849	0,577	0,522	0,479
$b_m$	1,37	0,99	1,07	1,430	1,013	1,018	1,098	1,169	0,979	1,363	1,694	1,069
$\bar{Q}$ , м <sup>3</sup> /с	0,56	0,48	2,08	2,96	1,213	1,093	1,116	1,069	1,085	0,698	0,69	0,67

Використовуючи отримані дані у результаті статистичної обробки експериментальних даних, нами побудовано графік, який демонструє сезонну нерівномірність середньої витрати води у досліджуваному створі річки Сімерка протягом року (рис. 14).

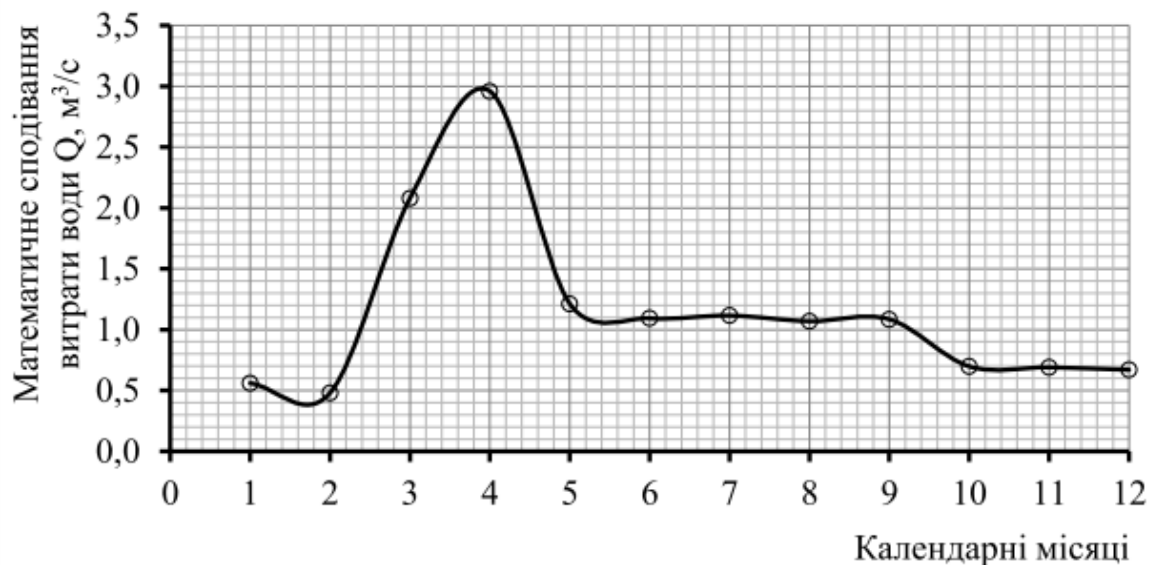


Рисунок 14 – Нерівномірність витрати води у створі річки Сімерка на протязі року

Функція генератора випадкової величини витрати води у створі за законом розподілу Вейбулла [18] матиме наступний вигляд [16]:

$$Q = \left[ -\ln \cdot (1 - \xi)^{\frac{1}{b_m}} \right] \cdot a_m + Q_{\min}, \quad (15)$$

де  $Q_{\min}$  – мінімальна витрата води за досліджуваний місяць, м<sup>3</sup>/с.

Наведена функція може застосовуватись для створів річок де є дані спостережень, тобто де є водомірні пости. Тому для визначення витрат води в інших створах річки необхідно шукати інші шляхи. Насамперед ми використали показники топографічних досліджень [22], і визначили витрати води середні витрати води і статичний напір за довжиною річки. З довжини в 12 км, обрано ділянку річки довжиною 3 кілометри, перспективну для гідроенергетичного освоєння. Це пов'язано з тим, що у верхній течії річки долина дуже заліснена, тому немає доступу туди. Результати досліджень наведено в таблиці 4.

Таблиця 4 – Результати дослідження напору та витрати води річки Симерка

№ з/п	Протяжність річки $L$ , м	Статистичний напір $H$ , м	Середня витрата води $Q$ , м <sup>3</sup> /с
1	2	3	4
1	0	0	1,17
2	100	3	1,16
3	200	5	1,15
4	300	6	1,15
5	400	8	1,14
6	500	9	1,14
7	600	11	1,14
8	700	12	1,13
9	800	13	1,13
10	900	14	1,12
11	1000	15	1,12
12	1100	17	1,11
13	1200	18	1,11

## Продовження таблиці 4

1	2	3	4
14	1300	19	1,10
15	1400	20	1,10
16	1500	22	1,10
17	1600	24	1,09
18	1700	25	1,09
19	1800	26	1,08
20	1900	28	1,07
21	2000	30	1,07
22	2100	33	1,07
23	2200	35	1,05
24	2300	37	1,04
25	2400	40	1,03
26	2500	43	1,00
27	2600	47	0,99
28	2700	49	0,97
29	2800	50	0,96
30	2900	51	0,93
31	3000	53	0,92

За результатами таблиці побудовано графік витрати води (рис. 15).

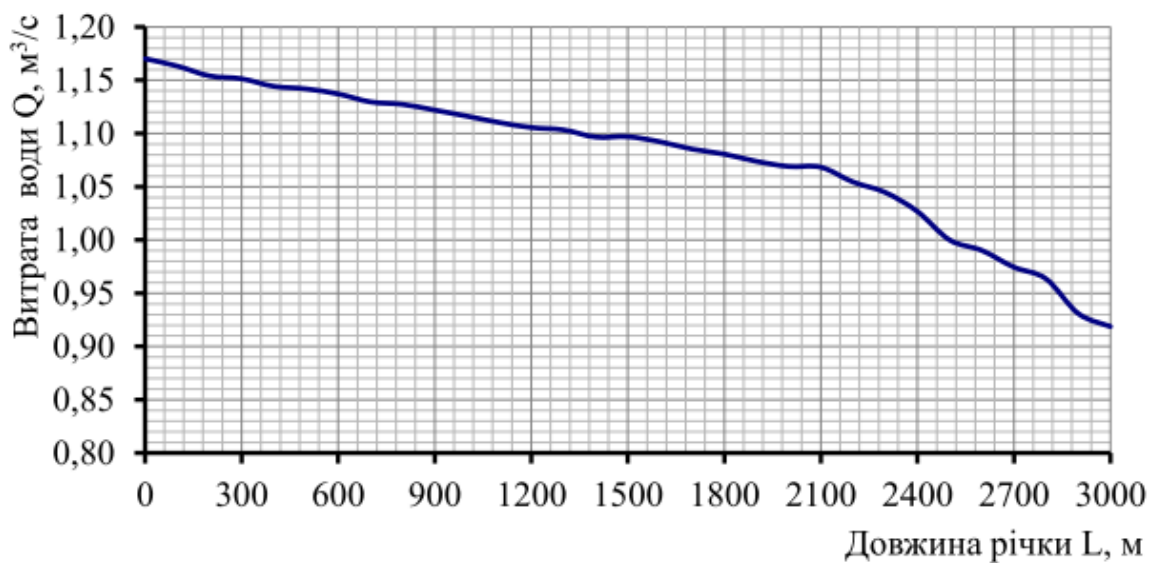


Рисунок 15 – Зміна витрати води за довжиною річки

Якщо припустити, що потік води в річці взаємопов'язаний і різних перерізах, то і розподіл витрати води є подібним. Тому користуючись отриманими значеннями середньої витрати води за довжиною річки і параметрами розподілу (14) можемо прийняти, що витрата води  $\tilde{Q}$  з (15) відноситься до середнього значення витрати води  $\bar{Q}$  у створі  $L_1$  як  $\tilde{Q}(L_0)/\bar{Q}(L_0)$  [1]. Тоді у створі річки  $L_1$  витрата води

$$\tilde{Q}(L_1) = \tilde{Q}(L_0) \cdot \frac{\tilde{Q}(L_1)}{\tilde{Q}(L_0)}. \quad (16)$$

Тоді функція генератора випадкової величини витрати води для інших недосліджуваних перерізів річки Сімерка прийме вигляд [1]:

$$\tilde{Q}_1 = \left( \left[ -\ln \cdot (1 - \xi)^{\frac{1}{b}} \right] \cdot a + Q_{min} \right) \frac{\tilde{Q}(L_1)}{\tilde{Q}(L_0)} \quad (17)$$

Графік зміни статичного напору за довжиною річки Сімерка наведено на рисунку 16.

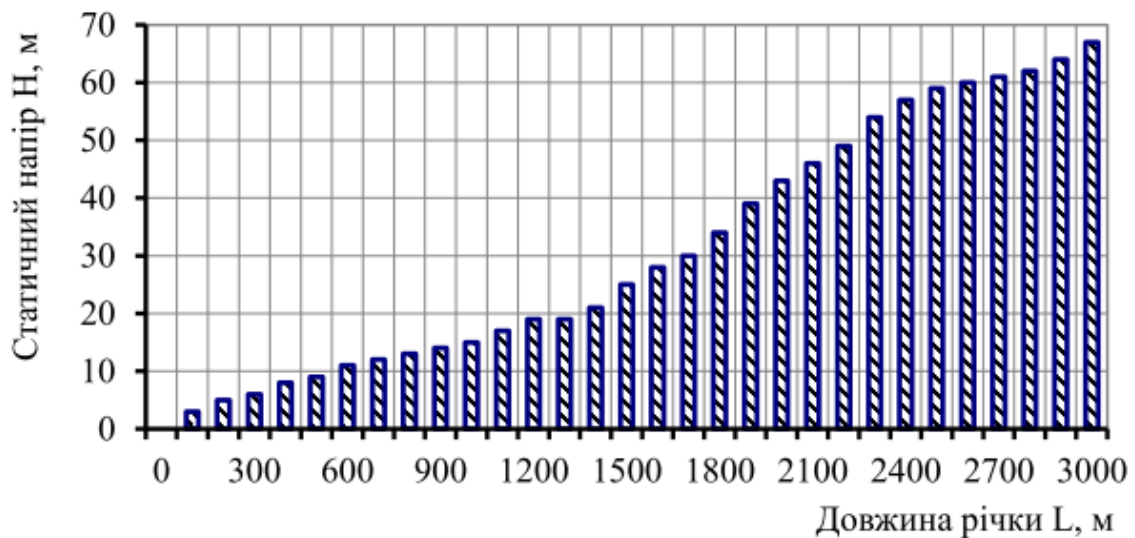


Рисунок 16 – Зміна статичного напору за довжиною річки

Визначені значення витрат води і статичного напору річки Сімерка є вихідними даними статистичного імітаційного моделювання для обґрунтування оптимальних параметрів гідроелектростанцій на річці.

### 3.3 Методика визначення вартісних (економічних) показників гідроелектростанцій

Оскільки проекти малої гідроенергетики є дороговартісними, важливо також враховувати їх економічну складову. Вартість гідроенергетичних об'єктів залежить від типу гідроелектростанції, однак незалежно від типу, до 60 % витрат припадає на будівельну складову. Загалом капіталовкладення в гідроелектростанцію дериваційного типу визначимо

$$K = Z_c + Z_d + Z_b + Z_m + Z_{don} + Z_s, \quad (18)$$

де  $Z_c$  – вартість гідроагрегату (турбіни і генератора), грн;  $Z_d$  – вартість дериваційного трубопроводу, грн;  $Z_b$  – вартість будинку ГЕС, грн;  $Z_m$  – вартість трансформаторної підстанції, грн;  $Z_{don}$  – витрати на допоміжне обладнання ГЕС, грн;  $Z_s$  – вартість вододозабору і гідроспоруд, грн.

Визначення вартості означених складових здійснювалось на підставі досліджень каталогів виробників обладнання гідроелектростанції, аналізу досліджень вартісних показників як в Україні так і за її межами [2; 5]. В дослідженнях переважно використовують питому вартість залежно від встановленої потужності. Зокрема встановлено що питома вартість гідроагрегатів складає біля 40000 грн/кВт залежно від типу (таблиця 2), допоміжного обладнання від 2800 грн/кВт, трансформаторів та засобів передачі електроенергії від 8000 грн/кВт [18].

Питома вартість дериваційного каналу включаючи спорудження, яка залежить від його діаметру  $D$  визначається з залежності [2; 5]

$$Z_d = 2150 \cdot e^{1.99D}. \quad (19)$$

Для визначення витрат на будинок гідроелектростанції використаємо залежність з [2]:

$$Z_b = 100000 \cdot N^{0.598}. \quad (20)$$

Затрати на водозабір, який включає грати, затвори і інші гідроспоруди визначимо залежно від максимальної витрати води  $q$  турбіни

$$Z_6 = 61000 \cdot q + 47000. \quad (21)$$

Для визначення прибутку  $\Pi$  від реалізованої в мережу електроенергії за зеленим тарифом (13), знаючи річний виробіток електроенергії  $W_{\text{річ}}$  (12) напишемо формулу для розрахунку собівартості електроенергії

$$z_e = \frac{I}{W}, \text{ грн/кВт год}, \quad (22)$$

де  $I$  – річні експлуатаційні відрахування, які можна визначити з виразу [9], грн/рік

$$I = I_z + I_p + I_o + I_a + I_i, \quad (23)$$

де  $I_z$  – відрахування на оплату праці персоналу, грн/рік;  $I_p$  – відрахування на ремонт, грн/рік;  $I_o$  – витрати на запасні частини, грн/рік;  $I_a$  – відрахування амортизаційні, грн/рік;  $I_i$  – додаткові затрати, грн/рік.

Отже, порахувавши річний прибуток  $\Pi$ , можемо визначити термін окупності  $T$  гідроелектростанції

$$T = \frac{K}{\Pi}, \text{ років}. \quad (24)$$

Розрахунок вартісних показників у дослідженні здійснюємо використовуючи статистичне імітаційне моделювання.

## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **4.1 Організація охорони праці на гідроелектростанціях**

На гідроелектростанціях виконуються роботи підвищеної небезпеки та знаходяться в експлуатації складні машини, механізми та устаткування. Тому співробітники, що їх обслуговують, повинні мати високу кваліфікацію, а до виконання робіт допускаються особи не молодше 18 років, які мають професійну підготовку і пройшли попередній медичний огляд, вступний інструктаж, навчання безпечним методам і прийомам праці і перевірку знань з безпеки праці, первинний та повторні інструктажі на робочому місці.

Працівники повинні дотримуватися вимог внутрішнього трудового розпорядку, інструкцій з охорони праці, пожежної безпеки, особистої гігієни.

Крім цього працівник повинен: правильно застосовувати колективні і індивідуальні засоби захисту; володіти приемами надання долікарської допомоги, транспортування потерпілого, знати місце розташування і вміст аптечки, уміти користуватися її засобами; дбайливо відноситися до виданих в користування спецодягу, спецвзуття та інших засобів захисту.

Про кожний нещасний випадок, що відбувся на виробництві, про ознаки професійного захворювання, а також про ситуацію, яка створює загрозу життю і здоров'ю людей, потерпілий або очевидці зобов'язані повідомляти керівника. Для розслідування нещасного випадку необхідно зберегти обстановку робочого місця таким, як у момент випадку, якщо це не загрожує життю інших працівників і не приведе до аварії.

Працівники, що допустили порушення діючих інструкцій з охорони праці, несуть відповідальність відповідно до чинного законодавства.

Умови, які дозволяють пуск гідроагрегату, його нормальний та аварійний стан та незаплановану зміну навантаження, повинні бути викладені



в інструкціях з експлуатації, затверджених технічним керівником гідроелектростанції, які знаходяться на робочих місцях персоналу. Значення усіх параметрів, які визначають умови пуску гідроагрегату та режим його роботи, повинні бути встановлені на підставі даних заводів-виробників.

Пуск гідроагрегату забороняється у випадках:

- напору, що виходить за межі допустимих значень, встановлених заводом-виробником гідротурбін;
- дефектів системи регулювання гідроагрегату, які призводять до невиконання гарантій регулювання і нормального управління гідроагрегатом;
- несправності пристроїв дистанційного управління аварійними затворами, клапанів зриву вакууму, клапанів впуску повітря і неробочих випусків, системи гальмування гідроагрегату.

Гідроагрегат повинен бути негайно зупинений у таких випадках:

- пожежі в генераторі;
- зниженні тиску оливи в системі регулювання нижче допустимої межі;
- припинення потоку мастила через підшипник гідроагрегату;
- підвищенні частоти обертання ротора гідроагрегату;
- виявлення несправності технологічних та/або електричних захистів, що діють на зупинення гідроагрегату.

Гідроагрегат повинен бути розвантажений або зупинений за узгодженням з технічним керівником гідроелектростанції таких випадках:

- появи стукоту і невластивих шумів у проточній частині гідротурбіни;
- збільшенні биття вала гідроагрегату і вібрації опорних вузлів агрегату;
- порушенні нормальної роботи допоміжного устаткування, якщо усунення причин порушення неможливе без зупинки агрегату.

Значення усіх параметрів, що обмежують пуск і роботу гідроагрегату, повинні бути установлені на підставі даних заводів-виробників або спеціальних випробувань і вказані в інструкції з експлуатації.

## 4.2 Структурно-функціональний аналіз процесу виробництва електричної енергії та розроблення моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій

Для моделювання процесів виникнення травм, аварій і катастроф зручно застосовувати метод логічного моделювання. Метод логічного моделювання процесів формування, виникнення небезпечних ситуацій та їх наслідків доцільно застосовувати для аналізу існуючих, або потенційних небезпек, що виявлені при обстеженні робочих місць, окремих марок машин, агрегатів, а також різних споруд, будівель, виробничих процесів і технологій.

Розробка заходів з охорони праці розпочинається з визначення оцінюючих показників безпеки при роботі силового устаткування гідроелектростанцій.

Гідросилове устаткування включає гідротурбіну й гідрогенератор; допоміжне устаткування на агрегатному рівні; систему автоматичного регулювання роботи гідротурбіни; систему автоматичного керування допоміжним устаткуванням; систему збудження гідрогенератора. Це обладнання, з погляду безпеки праці, є акумуляторами ряду специфічних небезпечних і шкідливих виробничих чинників. Розглянемо основні з них.

Для технологічного процесу виробництва електроенергії на гідроелектростанціях характерний такий небезпечний фактор, як травмування електричним струмом через несправність захисного заземлення, використання пошкоджених кабелів і електропроводів або неналежний санітарний стан підлоги приміщення.

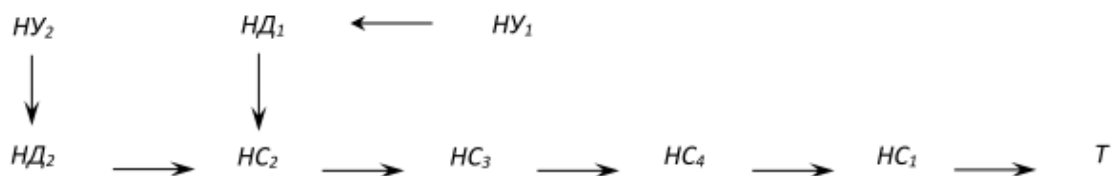


Рисунок 17 – Модель процесу

Проаналізуємо даний фактор:

1. Вид робіт: робота біля щита керування гідроелектростанції;
2. Небезпечна умова (НУ): відсутні захисні дерев'яні щити на підлозі НУ<sub>1</sub>; вийшов з ладу захист заземлення НУ<sub>2</sub>;
3. Небезпечна дія (НД): при роботі працюючий стоїть у небезпечній зоні НД<sub>1</sub>; при роботі працюючий знаходиться не у зазначеному місці НД<sub>2</sub>;
4. Небезпечна ситуація (НС): ураження струмом через відсутність дерев'яних щитів НС<sub>1</sub>; ураження струмом через неналежний стан підлоги НС<sub>2</sub>; ураження струмом через пошкодження кабелів НС<sub>3</sub>; ураження струмом через неналежний захист заземлення НС<sub>4</sub>.
5. Травма (Т).

Для запобігання небезпечним ситуаціям необхідно здійснювати заходи. Зокрема необхідно перевіряти стан захисного заземлення, усувати несправність захисного заземлення, проводити нагляд за пошкодженнями електропроводів, виготовити необхідну кількість захисних щитів на підлогу.

#### **4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях на гідроелектростанціях**

Ризики для населення, пов'язані із пошкодженням гідроенергетичних об'єктів, що становлять підвищену екологічну небезпеку, турбують в цей час військових дій на території України по-особливому, адже в умовах відсутності контролю та можливостей ліквідації їх негативних наслідків, потенційно збільшуються масштаби негативного впливу [17].

Надзвичайна ситуація виникає внаслідок руйнування водозабірних споруд (греблі, шлюзи, дериваційні канали) гідроелектростанцій, що спричиняє затоплення як населених пунктів так і значних площ.

Для координації дій органів державної влади та органів місцевого самоврядування, органів управління та сил цивільного захисту, а також

організованого та планового виконання комплексу заходів та робіт з ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій: використовуються пункти управління та центри управління в надзвичайних ситуаціях; утворюються спеціальні комісії з ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій; утворюються штаби з ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

На гідротехнічних спорудах та в зонах їх можливого катастрофічного затоплення спеціальні системи оповіщення повинні забезпечувати:

- передачу сигналу “Увага всім”;
- передачу повідомлень на території гідроелектростанції та її промислової зони;
- оповіщення начальників змін гідроспоруд, диспетчерських служб державного підприємства “НЕК “Укренерго” та Міненерго, оперативно-чергових служб місцевих органів виконавчої влади, територіальних органів ДСНС та Національної поліції.

Система екстреної допомоги населенню працює за єдиним телефонним номером «112».

Органи управління цивільного захисту зобов’язані надавати населенню через засоби масової інформації оперативну та достовірну інформацію, у тому числі в доступній для осіб з вадами зору та слуху формі. Інформація має містити дані про суб’єкт, який її надає, та сферу його діяльності, про природу можливого ризику під час аварій, включаючи вплив на людей та навколишнє природне середовище, про спосіб інформування населення у разі загрози або виникнення аварії та правила поведінки.

Органами управління та сил цивільного захисту повинні бути проведені заходи з евакуації населення із зони можливого катастрофічного затоплення при виникненні надзвичайної ситуації на гідроспорудах гідроелектростанцій, а також життєзабезпечення евакуйованого населення, забезпечення громадської безпеки і порядку.

## 5 РЕЗУЛЬТАТИ ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗРОБОК КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Для узгодження параметрів гідротурбін (таблиця 2) з характеристиками річки Сімерка використано статистичне імітаційне моделювання, зокрема на рисунку 18 представлено робоче вікно програми розробленої в середовищі Delphi (додаток А).

The screenshot shows a software interface for simulating a hydroelectric power station. It includes input fields for various parameters and a list of calculated results.

**Input Parameters:**

- Альфа = 20 %
- Ціна держзакупівлі = 4,8418 грн./кВт-год
- L1 = 1000 м, L2 = 0 м, Н бр. = 15 м, d = 1000 мм
- hmin/max = 2-15
- Н р = 0, N = 150 кВт
- dt = 24 год
- Повтор = 1 р.

**Calculated Results:**

- Q1ср = 1,12 м.куб/с
- швидкість = 0,823703424459794
- Число Рейнольдса = 716263,847356343
- витрата води = 0,646607188200939 м.куб/с
- робочий напір = 14,5268231401437
- W річ = 1065884,09160349 кВт-год/рік
- Кап = 14366184,8150935 грн
- Відрахування = 1622878,7190158 грн
- Прибуток = 3537918,87570996 грн./рік
- Собівартість = 1,52256585101518 грн./кВт-год
- К вкл. = 0
- T роб. (год) = 0
- Термін ок. = 4,06063149546091 років

Рисунок 18 – Робоче вікно програми для моделювання роботи  
гідроелектростанції

У дослідженні взято перспективну для гідроенергетичного освоєння ділянку річки довжиною 3000 м, розбивши її з кроком 100 м. Для даної ділянки обґрунтовано множину гідроелектростанцій з запропонованого набору гідравлічних турбін таблиці 2. Оскільки таких варіантів дуже багато, в таблиці 5 представлено найкращі варіанти.

Таблиця 5 – Результати статистичного імітаційного моделювання (фрагмент)

Початок деривації, $l_1, \text{м}$	Кінець деривації $l_2, \text{м}$	Собі- вартість $z,$ грн/кВт	Річний виробіток $W_{\text{річ}}, \text{млн}$ кВт·год	При- буток $U, \text{млн}$ грн/рік	Термін окупності, $T_{\text{ок}}, \text{років}$	Діаметр каналу, $D, \text{м}$	Потужн. турбіни $N, \text{кВт}$	Робочий напір $H,$ м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
200	0	2,86	0,390	0,772	6,67	1,2	60	5
300	0	2,57	0,472	1,072	6,41	1,2	75	6
400	100	3,11	0,378	0,652	9,47	1,2	60	5
500	0	2,05	0,683	1,909	5,38	1,2	105	9
600	0	1,79	0,835	2,550	4,70	1,2	120	11
700	200	2,52	0,527	1,225	7,28	1,2	75	7
800	400	3,30	0,373	0,574	12,56	1,2	60	5
900	100	1,97	0,816	2,338	6,01	1,2	120	11
<b>1000</b>	<b>0</b>	<b>1,522</b>	<b>1,066</b>	<b>3,538</b>	<b>4,061</b>	<b>1</b>	<b>150</b>	<b>15</b>
1000	600	4,19	0,295	0,191	37,66	1,2	60	4
1100	200	1,93	0,882	2,568	6,13	1,2	135	12
1200	400	2,42	0,748	1,813	9,70	1,4	120	10
1200	900	3,79	0,301	0,316	17,35	1,2	45	4
1300	500	2,39	0,757	1,853	9,48	1,4	120	10
1400	600	2,35	0,669	1,666	8,03	1,2	105	9
1500	300	1,69	0,937	2,950	4,65	0,9	135	16
1600	500	1,62	1,025	3,299	4,57	1	150	15
1700	1000	2,08	0,744	2,050	6,35	1,2	120	10
1800	1400	2,89	0,440	0,858	9,20	1,2	75	6
1900	1200	2,14	0,742	2,008	6,81	1,2	135	10
1900	1300	2,21	0,660	1,735	6,52	1,2	105	9
2000	1000	1,57	1,033	3,382	4,25	1	150	15
2000	1200	2,08	0,888	2,454	7,44	1,4	135	12
2100	1500	1,85	0,808	2,419	4,95	1,2	120	11
2100	1900	2,97	0,376	0,700	7,34	1,2	60	5
<b>2200</b>	<b>1400</b>	<b>1,486</b>	<b>1,0366</b>	<b>3,478</b>	<b>3,714</b>	<b>1</b>	<b>150</b>	<b>15</b>
2200	2000	2,99	0,373	0,691	7,44	1,2	60	5
2300	1700	1,74	0,877	2,716	4,66	1,2	135	12
2500	1900	1,52	1,028	3,417	3,90	1,2	150	15
2500	2000	1,59	0,866	2,811	3,58	1	135	13
2600	2300	1,88	0,698	2,063	4,32	1,2	120	10
2700	2300	1,63	0,822	2,637	3,55	1	135	12
2800	2500	2,48	0,467	1,099	5,39	1	75	7
<b>2900</b>	<b>2300</b>	<b>1,604</b>	<b>0,909</b>	<b>2,946</b>	<b>3,895</b>	<b>1</b>	<b>150</b>	<b>14</b>
2900	2400	1,95	0,709	2,053	4,91	1	135	11
3000	2600	3,16	0,369	0,621	9,62	1	60	6

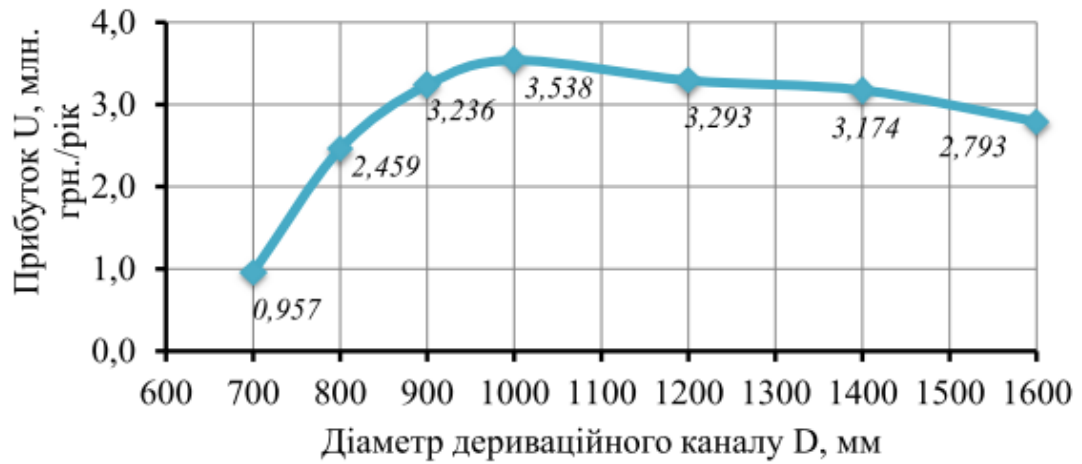
Згідно розробленого алгоритму в розділі 3, вихідними даними для моделювання були витрати води і напір на ділянках річки, робочі діапазони витрат води і напорів гідротурбін. В результаті було визначено встановлену потужність, собівартість електроенергії та річний виробіток, термін окупності гідроелектростанції. За керованими параметрами, якими є потужність гідротурбіни, і діаметр і довжина дериваційного трубопроводу здійснено оптимізацію. Критерієм оптимізації прийняти річний прибуток від виробленої та реалізованої електроенергії в загальну мережу за зеленим тарифом.

Порівнюючи можливі варіанти за критерієм максимального прибутку, обрано три ділянки річки, а саме від 0 до 1000 м, від 1400 м до 2200 м, і від 2300 м до 2900 м, на яких обґрунтовано гідроелектростанції (таблиця 6).

Таблиця 6 – Функціональні характеристики найефективніших гідроелектростанції на річці Сімерка

№ з/п	Показник	ГЕС №1	ГЕС №2	ГЕС №3
1	Початок деривації $l_1$ , м	1000	2200	2900
2	Кінець деривації $l_2$ , м	0	1400	2300
3	Діаметр каналу $D$ , м	1,0	1,0	1,0
4	Потужність турбіни $N$ , кВт	150	150	150
5	Собівартість $z$ , грн/кВт	1,522	1,486	1,604
6	Річний виробіток $W$ , кВт·год	1065884,1	1036659,8	909777,5
7	Річний прибуток $\Pi$ , грн	3537918,8	3478406,7	2946055,6
8	Капіталовкладення $K$ , грн	14366184,8	12920228,9	11474233,8
9	Термін окупності $T$ , років	4,1	3,7	3,9

Результати оптимізації діаметра та довжини дериваційного трубопроводу подано у вигляді діаграм на рисунку 19.



а)



б)



в)

Рисунок 19 – Залежність річного прибутку від діаметру дериваційного каналу: а) ГЕС №1, б) ГЕС №2, в) ГЕС №3



## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проаналізовано стан і перспективи освоєння гідроенергетичного потенціалу малих гірських річок Карпатського регіону для виробництва електроенергії. Встановлено, що в даному регіоні нараховується 28000 річок, а відсоток їх гідроенергетичного освоєння є дуже низьким.

Обґрунтовано, що для освоєння малих річок найефективнішою є дериваційна схема створення напору, без застосування водосховищ, яка дає змогу максимально можливо використати потенціал річки.

Запропоновано методику, за якою визначено статичний напір і витрату води за довжиною малої гірської річки Сімерка. Описана методика може бути використана для розрахунку показників інших гірських річок.

Обґрунтовано метод визначення оптимальних параметрів гідроелектростанцій, зокрема для цього запропоновано використати статистичне імітаційне моделювання, що дає змогу опрацювати велику кількість можливих розміщень гідроелектростанцій на річці.

Обґрунтовано критерій оптимізації – прибуток від виробленої і реалізованої в загальну мережу електроенергії за «зеленим» тарифом, за умови що гідроелектростанція встановленою потужністю до 150 кВт.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях, дано рекомендації щодо їх покращення.

У результаті моделювання обґрунтовано три гідроелектростанції по 150 кВт кожна на досліджуваній ділянці річки Сімерка, які дозволяють максимально ефективно використати потенціал річки та досягти максимального прибутку від реалізованої електроенергії. Термін окупності кожної з гідроелектростанцій становить біля чотирьох років.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Бабич М. І. Ідентифікація конфігурації проектів зі стохастичним середовищем (стосовно каскаду малих дериваційних гідроелектростанцій) : дис. кан-та техн. наук : 05.13.22 / Львів. нац. аграр. ун-т. Львів, 2012. 197 с.
2. Боярчук В., Бабич М., Кригуль Р., Шолудько Я. Дослідження функціональних та вартісних показників малих гідроелектростанцій. *Вісник Львівського національного аграрного університету: агроінженерні дослідження*. 2013. № 17. С. 281-286.
3. Бабич М. І. Обґрунтування системних функціональних показників малих дериваційних гідроелектростанцій. *Технологічний аудит і резерви виробництва*. 2015. № 6/1(26). С. 31-36.
4. Васько П. Ф., Мороз А. В. Потенціал використання гідроенергетичних ресурсів основних малих річок України. *Відновлювальна енергетика України*. 2016. № 3. С. 50-56.
5. Віхорев Ю. О. Аналіз особливостей впровадження об'єктів малої гідроенергетики в Україні та європейських країнах. *Гідроенергетика України*. 2005. № 3. С. 56–60.
6. Власюк Ю. С., Стефанишин Д. В. Про проблеми та перспективи малої гідроенергетики в Україні. *Математичне моделювання в економіці*. 2018. № 1. С. 126-138.
7. Вовчак В., Тесленко О., Самченко О. «Мала гідроенергетика України. Аналітичний огляд. Том І». Інститут проблем екології та енергозбереження. Київ. 2018. 181 с.
8. Гідроенергетика. веб-сайт. URL: <https://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy> (дата звернення: 12.05.2023).
9. Золотухін В. І., Лутаєв В. В. Водноенергетичні розрахунки при проектуванні гідроелектростанцій : навч. посіб. Рівне, 2005. 203 с.

10. Компані плазма: промислове обладнання. URL: [https://www.plasma.com.ua/energy\\_saving\\_technologies/turboatom/product6.html](https://www.plasma.com.ua/energy_saving_technologies/turboatom/product6.html) (дата звернення: 11.11.2023).

11. Кукурудза С. І., Сиротюк М. І., Кравченко Т. Я. Методика оцінки гідроенергетичних ресурсів малих річок (на прикладі Закарпаття) : тексти лекцій. Львів : Ред.-вид. відділ Львів. ун-ту, 1996. 70 с.

12. Ландау Ю. М., Сіренко Л. І. Гідроенергетика і навколишнє середовище. Київ: Лібра, 2004. 481 с.

13. Науково-методичні рекомендації щодо підготовки звіту ОВД при будівництві малої ГЕС (Методичний посібник) / За редакцією С. О. Афанасьєва. Київ, 2019. 94 с.

14. Нікіторович О. В. Малі ГЕС. Досвід відбудови. *Гідроенергетика України*. 2004. № 4. С. 24 - 29.

15. Огляд ситуації щодо гідроенергетики в Україні. URL: [https://sensor.net.ua/blogs/4415/oglyad\\_situats\\_schodo\\_gdroenegetiki\\_v\\_ukran](https://sensor.net.ua/blogs/4415/oglyad_situats_schodo_gdroenegetiki_v_ukran). (дата звернення: 11.05.2023).

16. Основи статистичного моделювання: навч. посібник / за загальною редакцією С.В. Чугаєвської, Н.В. Ковтун. Житомир: Видавництво ПП "Рута", 2022. 604 с.

17. Пістун І. П. Безпека життєдіяльності: навч. посіб. Суми : Унів. кн., 1999. 301 с.

18. Прайс-лист Міні ГЕС. URL: [http://www.stozhary.biz/price\\_miniges.php](http://www.stozhary.biz/price_miniges.php) (дата звернення: 10.02.2020).

19. Річка Сімерка. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%96%D0%BC%D0%B5%D1%80%D0%BA%D0%B0\\_\(%D1%80%D1%96%D1%87%D0%BA%D0%B0\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%96%D0%BC%D0%B5%D1%80%D0%BA%D0%B0_(%D1%80%D1%96%D1%87%D0%BA%D0%B0)) (дата звернення: 24.06.2023).

20. Рудько Г. І., Коневич Л. М. Наукові основи екологічної оцінки та оптимального використання гідроресурсів Карпатського регіону України. Київ : Знання, 1998. 137 с.

21. Сидорчук О., Бабич М., Татомир А. Моделювання віртуальної системи «річка-гідроелектростанція». Motorization and power industry in agriculture. 2011. Т. 13D. Р. 244–250.

22. Сиротюк М. І. Відновні енергетичні ресурси Закарпатської області: оцінка потенціалу та проблеми використання : дис. кандидата географ. наук : 11.00.11. Львів, 1997. 185 с.

23. Україна після “зеленого” тарифу. Нові механізми підтримки відновлюваної енергетики. URL: <https://ecoaction.org.ua/wp-content/uploads/2021/03/energia-vde-s.pdf> (дата звернення: 16.08.2023).

24. Щербина О. М. Гідроенергетика західного регіону. *Зелена енергетика*. 2003. № 2. С. 20–22.

25. Щербина О. М. Енергія для всіх : техн. довідник. Ужгород : Вид-во В. Падяка, 2000. 192 с.

26. All about hydropower plants Harnessing kinetic energy. URL: <https://www.repsol.com/en/energy-and-the-future/future-of-the-world/hydropower-plant/index.cshtml> (дата звернення: 26.07.2023).

27. Clean energy project analysis. URL: [http://www.alternativesynergy.org/SEDV-work/Project/RETSscreen/Textbook\\_Intro.pdf](http://www.alternativesynergy.org/SEDV-work/Project/RETSscreen/Textbook_Intro.pdf) (дата звернення: 11.11.23).

28. Types of Hydroelectric Power Plants. URL: [https://www.energyencyclopedia.com/en/renewable-energy/water-energy/types-of-hydroelectric-power-plants?gclid=Cj0KCQiAm4WsBhCiARIsAEJIEzVxTsE48Vz9y1f6SZthsaTxAygXuMOuy0pPD5cCLi1UgVUcINkl-aAaAp6wEALw\\_wcB](https://www.energyencyclopedia.com/en/renewable-energy/water-energy/types-of-hydroelectric-power-plants?gclid=Cj0KCQiAm4WsBhCiARIsAEJIEzVxTsE48Vz9y1f6SZthsaTxAygXuMOuy0pPD5cCLi1UgVUcINkl-aAaAp6wEALw_wcB) (дата звернення: 16.10.2023).

29. Waterturbines URL: <http://waterturbines.wikidot.com/> (дата звернення: 05.05.2023).

## ДОДАТКИ

## Додаток А

**Фрагмент комп'ютерної програми статистичного імітаційного  
моделювання**

```

unit Unit1;
interface
uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls, Forms, Dialogs, Spin,
  StdCtrls, Buttons, math, ComCtrls, ExtCtrls, TeEngine, Series, TeeProcs, Chart;
type
  TForm1 = class(TForm)
    Label1: TLabel; Edit1: TEdit; Label2: TLabel; Edit2: TEdit; Label3: TLabel; Edit3:
    TEdit; Label4: TLabel; Label5: TLabel; Label6: TLabel; BitBtn1: TBitBtn; Memo1:
    TMemo; SpinEdit1: TSpinEdit; SpinEdit2: TSpinEdit; Label7: TLabel; Label8: TLabel;
    Label9: TLabel; Label10: TLabel; SpinEdit3: TSpinEdit; Label11: TLabel; Label12:
    TLabel; Memo2: TMemo; ProgressBar1: TProgressBar; CheckBox1: TCheckBox; Edit5:
    TEdit; Label15: TLabel; Edit4: TEdit; Label13: TLabel; Label14: TLabel; Bevel1:
    TBevel; BitBtn2: TBitBtn; ProgressBar2: TProgressBar; BitBtn3: TBitBtn; BitBtn4:
    TBitBtn; Bevel3: TBevel; Bevel4: TBevel; Button1: TButton; Button2: TButton;
    Bevel5: TBevel; Memo3: TMemo; CheckBox3: TCheckBox; ProgressBar3: TProgressBar;
    Label17: TLabel; Label18: TLabel; Label19: TLabel; Label20: TLabel; BitBtn6: TBitBtn;
    SpinEdit6: TSpinEdit; SpinEdit7: TSpinEdit; Label23: TLabel; Label24: TLabel;
    ComboBox1: TComboBox; Label25: TLabel; Label26: TLabel; Label27: TLabel;
    Label28: TLabel; BitBtn7: TBitBtn; BitBtn8: TBitBtn; Label29: TLabel; Edit7: TEdit;
    Edit6: TEdit; Label16: TLabel; Panel2: TPanel; BitBtn5: TBitBtn; Label21: TLabel;
    Memo4: TMemo; Memo5: TMemo;
    procedure BitBtn1Click(Sender: TObject);
    procedure Edit3KeyPress(Sender: TObject; var Key: Char);
    procedure Memo2Click(Sender: TObject);
    procedure BitBtn3Click(Sender: TObject);
    procedure Button2Click(Sender: TObject);
    procedure BitBtn4Click(Sender: TObject);
    procedure FormActivate(Sender: TObject);
    procedure BitBtn6Click(Sender: TObject);
    procedure ComboBox1Change(Sender: TObject);
    procedure Edit1Change(Sender: TObject);
    procedure BitBtn7Click(Sender: TObject);
    procedure BitBtn8Click(Sender: TObject);
    procedure BitBtn5Click(Sender: TObject);
    procedure BitBtn2Click(Sender: TObject);
  private { Private declarations }
  public { Public declarations }
  end;
var
  Form1: TForm1;
  L1,L2,d,d_t,s : real;
  H_br,H_p,hw,hw_,Q1cp,Q1,Q1min,q_N,q_lambda,zeta,v_N,v_nu,Re : real;
  a0,b0,Q0min,Q0cp : real;
  m : integer;

```

```

a0_,b0_,Q0min_ : array [1..12] of real;
t,dt : integer;
Wpi4,U,K,B,Bop,Bpr,Bz,Bam,Bi,z,Tok,Okup : real;
N,P,eta_t,eta_g : real;
f : text;
L,H,Qcp_ : real;
// grafik
_m_ : integer;
Wpi4max_d : real;
f_d : text;
_d_,dOPT : Integer;
_l1_,_l2_ : integer;
progr : integer;
FLAG_print, FLAG_stop : boolean;
f_t : text;
h_min,h_max : integer;
q_min,q_max : real;
N_max : integer;
Kvkl : integer;
Kvkl_, Trob, Tpik: real;
FLAG_vkl : boolean;
N_fltr, Wpi4_fltr, _Wpi4_fltr_ : array [1..100] of real;
FLAG_pause : boolean;
rpH_kBm : real;
FLAG_porjadok,FLAG_3HAX_max : boolean;
h_t1,h_t2 : real;
a_,b_,c_ : real;
N_ : real;

implementation
{$SR *.dfm}
function H(L: real): real;
begin
AssignFile(f,'river.txt');
Reset(f);
ReadLn(f);
ReadLn(f);
ReadLn(f);
for m:=1 to 12 do ReadLn(f);
ReadLn(f);
While not(EoF(f)) do
begin
ReadLn(f,L_,H_,Qcp_);
if L_=L then
begin
H:=H_;
end;
end;
CloseFile(f);
end;

```

```

function Qcp(L: real): real;
begin
  AssignFile(f,'river.txt');
  ReSet(f);
  ReadLn(f);
  ReadLn(f);
  ReadLn(f);
  for m:=1 to 12 do ReadLn(f);
  ReadLn(f);
  While not(EoF(f)) do
    begin
      ReadLn(f,L_,H_,Qcp_);
      if L_=L then
        begin
          Qcp:=Qcp_;
          end;
        end;
  CloseFile(f);
end;

procedure veybull_param;
begin
  AssignFile(f,'river.txt');
  ReSet(f);
  ReadLn(f);
  ReadLn(f,Q0min,Q0cp);
  ReadLn(f);
  for m:=1 to 12 do ReadLn(f,a0_[m],b0_[m],Q0min_[m]);
  CloseFile(f);
end;

procedure Grafik_d;
begin
  _m_ := form1.Series2.AddXY(_d_,0,",clRed);
  _m_ := form1.Series3.AddXY(_d_,Wpi4/1000000,",clFuchsia);
  form1.Memo5.Text:=form1.Memo5.Text+FloatToStr(_d_)+#9+FloatToStr(Wpi4)+ #13#10;
end;

procedure get_month;
begin
  case trunc(t/24) mod 365 of
    0..31 : m:=1;
    32..59 : m:=2;
    60..90 : m:=3;
    91..120 : m:=4;
    121..151: m:=5;
    152..181: m:=6;
    182..212: m:=7;
    213..243: m:=8;
    244..273: m:=9;
    274..304: m:=10;
  end;
end;

```