

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ГЖИЦЬКОГО
ВІДДІЛ ЗАОЧНОГО НАВЧАННЯ ЦЕНТРУ ПЕРЕПІДГОТОВКИ ТА
ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

першого (бакаларського) рівня освіти

на тему:

**«ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ПРОПЕЛЕРНОЇ
ГІДРОТУРБИНИ МІКРОГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ»**

Виконав: студент 5 курсу

групи Ен-513 спеціальності

141 „Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”

(шифр і назва спеціальності)

Жук М. М.

Керівник: _____ к.т.н., доцент Бабич М. І.

Консультант: _____ к.т.н., доцент Коробка С. В.

Рецензент: _____

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ГЖИЦЬКОГО
ВІДДІЛ ЗАОЧНОГО НАВЧАННЯ ЦЕНТРУ ПЕРЕПІДГОТОВКИ ТА
ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ (підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

" ____ " _____ 202 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

_____ Жуку Михайлу Михайловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: "Обґрунтування параметрів пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції"

керівник роботи: к.т.н., доцент Бабич М. І.
(наук. ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького 172/к-с 08.03.2024

2. Строк здачі студентом закінченої роботи 27.02.2025 р.

3. Вихідні дані: технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

4.1. Аналіз енергоефективності функціонування пропелерної гідротурбін мікрогідроелектростанції

4.2. Обґрунтування параметрів і режимів роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції

4.3 Розробка концептуальної моделі роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції

4.4. Охорона праці та довкілля

4.5. Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції

Висновки і пропозиції

Перелік джерел посилання

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

6. Консультанти розділів:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
1, 2, 3, 5	<i>Коробка С. В. к.т.н., доцент</i>			
4	<i>Городецький І. М. к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання: 04.11.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналіз енергоефективності функціонування пропелерної гідротурбін мікрогідроелектростанції</i>	04.11.2024 – 19.12.2024	
2	<i>Обґрунтування параметрів і режимів роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції</i>	20.12.2024 – 09.01.2025	
3	<i>Розробка концептуальної моделі роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції</i>	13.01.2025 – 23.01.2025	
4	<i>Охорона праці та довкілля</i>	24.01.2025 – 30.01.2025	
5	<i>Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції</i>	03.02.2025 – 13.02.2025	
6	<i>Завершення оформлення ілюстративної частини роботи</i>	17.02.25 – 27.02.25	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	03.03.25 – 10.03.25	

Студент _____ Михайло ЖУК
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Михайло БАБИЧ
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 631.3.45.9

Жук М. М. «Обґрунтування параметрів пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького, 2025 р. 48 с. текстової частини, 9 таблиць, 19 рисунків, 17 джерел посилання.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення енергоефективності роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції, для зменшення втрат електроенергії в системах електропостачання через використання відновлюваних джерел енергії.

Для досягнення поставленої мети, необхідно виконати наступні **завдання**: здійснити аналіз енергоефективності функціонування пропелерної гідротурбін мікрогідроелектростанції; обґрунтувати параметри і режими роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції; розробити концептуальну модель роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції; здійснити техніко-економічне обґрунтування ефективності використання пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції.

У гірських районах часто використовуються малі та мікрогідроелектростанції, які можна встановлювати на невеликих річках або струмках з незначним або мінімальним впливом на навколишнє середовище. Вибір типу пропелерної гідротурбіни залежить від ряду параметрів, які необхідно визначити перед розробкою повного проекту мікрогідроелектростанції. У роботі представлено процес визначення робочих параметрів для оптимального використання доступної гідроенергії для турбін, що найчастіше застосовуються в мікрогідроелектростанціях.

Ключові слова: турбіни; гідроелектростанції; системи каналів подачі води; енергетичний потенціал; відновлювані джерела енергії; мікрогідротурбіна.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПРОПЕЛЕРНОЇ ГІДРОТУРБІН МІКРОГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	8
1.1 Аналіз енергоефективності функціонування пропелерної гідротурбін мікрогідроелектростанції.....	8
1.2 Проектування пропелерної гідротурбін для застосування в мікро- ГЕС.....	11
1.3 Обґрунтування актуальності теми роботи.....	13
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ І РЕЖИМІВ РОБОТИ ПРОПЕЛЕРНОЇ ГІДРОТУРБІНИ МІКРОГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	14
2.1 Класифікація гідротурбін ГЕС.....	14
2.2 Дослідження ефективності роботи коліс мікро-ГЕС.....	16
2.3 Моделювання руху рідини в робочому колесі турбіни мікро-ГЕС.....	26
РОЗДІЛ 3. ІННОВАЦІЙНІ РІШЕННЯ ДЛЯ СХЕМ ДОПОМІЖНОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ НА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ.....	33
3.1 Допоміжне енергопостачання гідрогенератора мікро-ГЕС.....	33
3.2 Резервне живлення загальних допоміжних систем мікро-ГЕС.....	34
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ.....	37
4.1 Умови безпечної експлуатації гідротехнічних споруд на ГЕС	37
4.2 Правила безперебійної роботи гідротурбінного обладнання.....	39
4.3 Заходи для забезпечення безперебійної роботи електрообладнання....	40
4.4 Шляхи запобігання виникнення пожежі.....	42
РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРОПЕЛЕРНОЇ ГІДРОТУРБІНИ МІКРОГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	43
5.1 Обґрунтування економічної ефективності використання пропелерної	

гідротурбіни мікрогідроелектростанції.....	43
ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ.....	46
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ.....	47

ВСТУП

Більшість турбін, що використовуються в Україні, є середньо- або високонапірними. Ці типи турбін ефективні, але їх застосування обмежене річками та струмками в гірських і пагорбистих районах, які мають значний напір. Якщо необхідно використовувати енергію водних ресурсів у рівнинних регіонах, слід застосовувати низьконапірні турбіни. Це сприятиме електрифікації сільських районів і розвитку децентралізованих енергетичних установок у громадах, зменшуючи витрати на будівництво національної електромережі та залежність від неї, особливо в умовах уже загостреної енергетичної кризи.

Існують добре розроблені конструкції турбін для середніх і високих напорів, але традиційні конструкції для напорів менше 5 м (наприклад, поворотно-лопатеві турбіни та водяні колеса) працюють на низьких швидкостях, що вимагає значного збільшення швидкості для приводу генератора змінного струму. Пропелерні турбіни мають вищу швидкість обертання, але їхні профільні лопаті зазвичай занадто складні для мікрогідроустановок. Тому відкриту пропелерну турбіну з постійною товщиною лопатей було розглянуто як можливе рішення.

Такий тип пропелерної турбіни призначений для роботи при низькому вхідному напорі та високому вакуумному напорі. Це дозволяє виключити необхідність використання закритого спірального кожуха. Крім того, лопаті постійної товщини дають змогу застосовувати процес кування замість лиття складних профільованих лопатей, що значно знижує вартість і складність виробництва.

Попри всі згадані переваги та недоліки, пропелерні гідротурбіни мікрогідроелектростанцій залишаються доцільним вибором для різних застосувань – від малих домашніх установок до масштабних промислових систем.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПРОПЕЛЕРНОЇ ГІДРОТУРБІН МІКРОГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

1.1 Аналіз енергоефективності функціонування пропелерної гідротурбін мікрогідроелектростанції

Обґрунтування параметрів пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції є важливим етапом при проектуванні таких систем, оскільки правильний вибір параметрів безпосередньо впливає на ефективність їх роботи, а також на економічність і екологічність використання відновлюваних джерел енергії. Вибір параметрів має бути оптимальним для умов конкретної місцевості та призначення станції. Важливо враховувати кілька ключових факторів:

Тип водного потоку: Параметри турбіни повинні відповідати специфіці водного потоку – напору (гідростатичний тиск), витраті води та швидкості потоку. У районах з низьким напором (до 5 м) використання пропелерної гідротурбіни є доцільним, оскільки ці турбіни ефективно працюють при невеликих значеннях напору.

Конструкція лопатей: Лопаті пропелерної турбіни повинні бути спроектовані так, щоб забезпечити високу ефективність на заданому потоці води. Вибір форми і матеріалів для лопатей (наприклад, постійна товщина лопатей для зниження вартості виробництва) має значний вплив на загальну ефективність турбіни.

Коефіцієнт ефективності: Обґрунтування оптимальних параметрів також включає розрахунок коефіцієнта корисної дії (ККД) турбіни при різних навантаженнях. Для мікрогідроелектростанцій важливо, щоб ефективність турбіни була високою навіть при змінних умовах потоку води.

Матеріали та технологія виготовлення: Вибір матеріалів для турбіни, таких як сталь або композитні матеріали, а також технології виготовлення

(кування замість лиття для спрощення конструкції лопатей) є критичним для забезпечення надійності і тривалості експлуатації турбіни, а також для зменшення вартості виробництва.

Інтеграція з системою зберігання енергії: Для покращення стабільності електропостачання в умовах змінного водного потоку, важливо забезпечити ефективну інтеграцію турбіни з системами зберігання енергії, такими як акумулятори або гідроакumuлюючі станції.

Економічні аспекти: Обґрунтування параметрів включає також економічну складову: розрахунок вартості будівництва, обслуговування та експлуатації мікрогідроелектростанції, а також терміну окупності інвестицій.

Таким чином, обґрунтування параметрів пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції включає всебічний підхід до вибору технічних характеристик, що забезпечують ефективність, економічність і екологічну стабільність роботи системи.

Розглянемо переваги і недоліки такого підходу.

Переваги пропелерних гідротурбін для мікрогідроелектростанцій:

Ефективність на низьких напорах: Пропелерні турбіни особливо ефективні на малих водотоках з низьким напором (до 5 м). Це робить їх ідеальними для сільських і гірських регіонів, де є річки з невеликими перепадами висоти.

Простота конструкції: Пропелерні турбіни мають просту конструкцію порівняно з іншими типами турбін, такими як осьові або радіальні. Це робить їх більш доступними і дешевими в виробництві, обслуговуванні і ремонті.

Низькі експлуатаційні витрати: Завдяки простоті конструкції та використанню менш складних матеріалів (наприклад, лопатей з постійною товщиною), виробництво пропелерних турбін є дешевшим, що знижує витрати на встановлення і обслуговування станцій.

Мінімальний вплив на навколишнє середовище: Пропелерні гідротурбіни мають невеликий вплив на екосистеми річок і струмків. Вони можуть бути

встановлені на малих водотоках без значного порушення природного середовища.

Можливість використання на віддалених територіях: Мікрогідроелектростанції з пропелерними турбінами є хорошим варіантом для віддалених сільських районів, де важко забезпечити централізоване електропостачання.

Недоліки пропелерних гідротурбін для мікрогідроелектростанцій:

Низька ефективність при високих напорах: Пропелерні турбіни не є ефективними на великих гідроелектростанціях з високими напорами, де потрібні більш потужні турбіни для досягнення високої ефективності.

Потреба в значному потоці води: Для досягнення оптимальної ефективності пропелерні турбіни потребують певного мінімального потоку води. У місцях з нестабільними водотоками (наприклад, у сухий період року) такі турбіни можуть працювати неефективно або зупинятися.

Швидкість обертання: Пропелерні турбіни мають високу швидкість обертання, що може ускладнити їх інтеграцію з генераторами змінного струму, які потребують стабільної швидкості обертання для оптимальної роботи.

Потреба в технічному обслуговуванні: Оскільки ці турбіни мають механічні частини, вони вимагають регулярного технічного обслуговування і перевірки для забезпечення довговічності та ефективності роботи.

Обмеження в масштабах: Пропелерні гідротурбіни, як правило, використовуються для малих і середніх потужностей (до кількох десятків кіловат). Для великих промислових гідроелектростанцій потрібні інші типи турбін, які здатні працювати з більш високими напорами і більшими потужностями.

Пропелерні гідротурбіни є хорошим вибором для мікрогідроелектростанцій, особливо в районах з низьким напором і невеликими водотоками. Вони забезпечують низькі витрати на виробництво та експлуатацію, а також мають мінімальний вплив на навколишнє середовище. Проте їх застосування обмежене конкретними умовами, такими як потік води і

напір. Важливо правильно підібрати параметри турбіни в залежності від місцевих умов, щоб забезпечити її максимальну ефективність.

1.2 Проектування пропелерної гідротурбін для застосування в мікро-ГЕС

Дослідження прогнозування використання пропелерної гідротурбін у гідроелектростанціях передбачає, що 75% гідроелектростанцій використовуватимуть турбіни Френсіса [9]. Інше дослідження, проведене на мікроГЕС, що постраждали від землетрусу, показало, що з 61 мікроГЕС більш ніж 50% були придатні для турбін Френсіса. Однак усі вони використовували Крос-Флоу (Cross-Flow) та Пелтон-турбіни з дуже низькою ефективністю [10].

Через відсутність можливості виробництва сумісних турбін Френсіса українські розробники мікроГЕС та виробники турбін встановлюють Крос-Флоу турбіни, які працюють з низьким ККД. Ця ситуація є актуальною й для інших країн, що розвиваються, де потенціал мікроГЕС не використовується повною мірою через нестачу виробників, які розробляють турбіни з вищим ККД.

Представлена робота повинна описати стан мікроГЕС в Україні та розповідає про проєкт, що реалізується, який впроваджує численні спрощення у конструкції, щоб зробити виробництво пропелерної гідротурбін більш зручним, використовуючи місцеві ресурси, без значного зниження ефективності.

Гідроелектростанції потужністю менше ніж 100 кВт в Україні класифікуються, як мікроГЕС. В Україні мікроГЕС мають дуже довгу історію, оскільки перша така електростанція була встановлена ще у 1912 році, коли в країні була введена в експлуатацію 5-кВт пропелерна турбіна на річці Дніпро. Турбіну виготовила компанія Balaju Yantra Shala (ВУС) за підтримки Швейцарської асоціації технічної допомоги. Ще до цього Україна використовував свою гідроенергію через традиційні водяні колеса, для механічного приводу та переробки продуктів харчування.

У 1974 році ВУС почала виробництво Крос-Флоу турбін, які відзначалися високою універсальністю та простотою виготовлення. Пізніше цей дизайн був запозичений іншими виробниками, які вносили власні модифікації. За роки розвитку в українській промисловості було представлено 15 різних моделей Крос-Флоу турбін. Найновішою є модель Т15. У 1975 році Butwal Technical Institute розпочав виробництво турбіни Пелтона.

Різні міжнародні організації, такі як SKAT (Швейцарія), ITDG (Велика Британія), GATE/GTZ (Німеччина) та ФАКТ (Німеччина), відіграли ключову роль у дослідженнях, розробці та впровадженні мікроГЕС в Україні.

Попри значний розвиток, кількість нових мікроГЕС в Україні скоротилася на 66% у 2017/18 роках через розвиток інших відновлюваних джерел енергії, розширення національної електромережі та низьку ефективність існуючих мікроГЕС.

З метою розширення можливостей виробництва більш ефективних турбін, TTL ініціювала проєкт розробки пропелерної гідротурбіни для мікроГЕС в Україні. Як експериментальний зразок буде використано Бережанську мікроГЕС, що наведено на рис. 1.1. де існуючу пропелерну гідротурбіну буде замінено на розроблену.



Рисунок 1.1 – Фото турбін і шлюзів Мишковицької мікро-ГЕС.

1.3 Обґрунтування актуальності теми роботи

Метою роботи є підвищення енергоефективності роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції, для зменшення втрат електроенергії в системах електропостачання через використання відновлюваних джерел енергії.

Відповідно до цієї мети було визначено наступні завдання:

1. Здійснити аналіз енергоефективності функціонування пропелерної гідротурбін мікрогідроелектростанції;
2. Обґрунтувати параметри і режими роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції;
3. Розробити концептуальної моделі роботи пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції;
4. Здійснити техніко-економічне обґрунтування ефективності використання пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції.

РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ І РЕЖИМІВ РОБОТИ ПРОПЕЛЕРНОЇ ГІДРОТУРБИНИ МІКРОГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

2.1 Класифікація гідротурбін ГЕС

Однією з ключових ознак класифікації гідроелектростанцій є їхня встановлена потужність. Відповідно до цього критерію, ГЕС поділяють на п'ять категорій: великі, середні, малі, міні та мікро. Крім того, класифікація ГЕС здійснюється за типом гідротурбін. Остаточні конструктивні та технологічні відмінності гідроелектростанцій не мають чітко визначених меж і встановлюються відповідно до конкретних технічних умов (табл. 2.1) [5].

Таблиця 2.1 – Відмінності між ГЕС

ГЕС	Країни та організації					
	Україна	Італійський Національний комітет	ОЛАДЕ	Японія	Іспанія, Індія, Австралія, Франція, Канада	Нов. Зел.
Мікро-ГЕС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1
Міні-ГЕС	1	0,5	1	-	2	10
Малі ГЕС	30	5	10	20	5	30-50

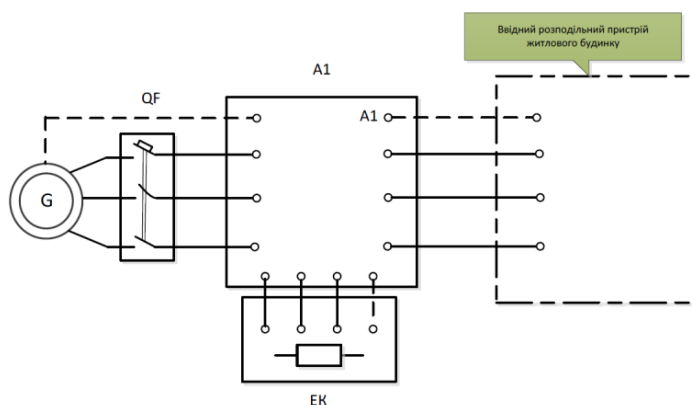


Рисунок 2.1 – Принципова схема мікро-ГЕС

Пропелерні гідротурбіни широко використовуються в мікрогідроелектростанціях (мікроГЕС) завдяки їхній ефективності при низьких напорах і значних витратах води. Вони мають просту конструкцію, що забезпечує надійну та економічну роботу.

1. За конструктивними особливостями

Фіксованолопатеві (звичайні пропелерні) – мають нерухомі лопаті, що спрощує конструкцію, але зменшує ефективність при зміні режимів роботи.

Регульованолопатеві (турбіни Каплана) – лопаті можуть змінювати кут нахилу, що дозволяє оптимізувати роботу при різних витратах води, що наведено на рис. 2.2.



а) пропелерна

б) поворотнолопатева

Рисунок 2.2 – Турбіна Каплана

2. За розташуванням осі обертання

Горизонтальні – використовуються для мікроГЕС з невеликим напором і великим потоком води.

Вертикальні – застосовуються у випадках, коли є обмеження по простору або специфічні гідрологічні умови.

3. За напрямком потоку води

Прямоточні – вода проходить уздовж осі обертання лопатей без змін напрямку.

Діагональні – потік води має змішаний напрямок (комбінує осьовий і радіальний потік).

4. За способом встановлення

Канальні – встановлюються у відкритих водних каналах, часто без додаткових напірних труб.

Капсульні – закриті у герметичному корпусі, що дозволяє працювати в складних умовах та під тиском.

Трубчасті – інтегровані в трубу, забезпечуючи мінімальні втрати енергії.

5. За діапазоном робочого напору

Низьконапірні (1–10 м) – використовуються у рівнинних річках та каналах.

Середньонапірні (10–30 м) – застосовуються у невеликих гірських потоках або регульованих водосховищах.

Пропелерні гідротурбіни мікроГЕС є ефективним рішенням для використання відновлюваної енергії в малих масштабах, забезпечуючи стабільне електропостачання при невеликих витратах.

Ця класифікація допомагає визначити оптимальний тип гідротурбіни для конкретних умов роботи ГЕС, враховуючи напір, витрату води та інші параметри.

2.2 Дослідження ефективності роботи коліс мікро-ГЕС

У рамках роботи вибрано мікрогідроелектростанцію «Мишковицької мікроГЕС», як базовий приклад, де існуючу, не функціонуючу турбіну Каплана буде замінено на пропелерну гідротурбіну мікрогідроелектростанції, спеціально спроектовану для цього майданчика. Параметри проектування, які використовувалися для цього проекту, наведені в таблиці 2.2. Необхідний витрат води був відведений з річки «Серет» через канал. Ротор для базового випадку був спроектований за методом, описаним Т. Бове [15], із застосуванням сучасних технік. Усі інші компоненти були спроектовані за методами, описаними Гермою Брегке [14].

Таблиця 2.2 – Параметри проектування

№	Параметр	Символ	Значення	Одиниця виміру
1	Напір	H	14	м
2	Витрата	Q	0,3	м ³ /с
3	Гідравлічна ефективність	η	90,0	%
4	Корисна потужність	P _w	37,08	кВт
5	Прискорення вільного падіння	g	9,81	м ² /с
6	Обертлова швидкість	N	750	об/хв
7	Безрозмірна специфічна швидкість	v _л	0,36	

Проектування лопаті починається з розробки меридіонального потоку, і параметри цього потоку є функцією безрозмірної специфічної швидкості, позначеної, як v_Λ , яка визначається за допомогою рівняння 2.1. Символ ' Λ ' позначає характеристики найкращої точки ефективності та визначається:

$$v_\Lambda = \frac{\omega \left(\frac{Q_\Lambda}{\pi} \right)^{\frac{1}{2}}}{(2 \cdot E_\Lambda)^{\frac{3}{4}}} \quad (2.1)$$

де ω – кутова швидкість бігуна; E_Λ – питома гідравлічна енергія, що подається на турбіну; Q_Λ – об'ємна витрата через турбіну.

Характерні розміри поточного каналу визначаються шляхом спочатку визначення радіуса виходу лопаті на кожусі, позначеного як R_{2e} , який визначається за допомогою рівняння.

Інші параметри визначаються за допомогою емпіричних залежностей, наданих Т. Бове [15]. Коефіцієнт витрати та коефіцієнт енергії для базового випадку обрані рівними 0,24 і 1,51 відповідно. Оскільки, як маточина, так і кожух визначаються однією сім'єю кривих, їх можна описати рівнянням 2.3. Як показано на рис. 2.3, крива маточини (позначена як (i)) будується до чверті загальної довжини, тоді як крива кожуха (позначена як (e)) будується по всій її довжині.

$$R_{2e} = \sqrt[3]{\frac{Q}{\frac{\pi\omega}{\varphi_{2e}}}} \quad (2.2)$$

де φ_{2e} – коефіцієнт витрати.

Після визначення значення R_{2e} дві характерні криві можуть бути задані за допомогою рівняння 2.3. Для визначення кривої її характерні розміри у зменшеній формі визначаються за допомогою емпіричних рівнянь, поданих у термінах питомої швидкохідності.

$$\frac{y}{y_{\max}} = \frac{16}{3\sqrt{3}} \sqrt[2]{\left\{ \frac{x}{l} \left[1 - \frac{x}{l} \right]^3 \right\}} \quad (2.3)$$

Для визначення передньої та задньої кромки лопаті необхідно знайти точку, в якій ці кромки

кривими маточини та кожуха визначаються на основі питомої швидкохідності. Передня та задня кромки вважаються параболічними кривими, вершини яких знаходяться на кожусі та проходять через певну точку на кривій маточини. Лінії течії між двома кривими інтерполюються. Інтерпольовані криві в області передньої та задньої кромки враховуються. Усі криві зберігаються в окремих файлах із розширенням '.ZR'. Ці криві імпортуються в Ansys 18.1, BladeGen. Меридіональний канал, імпортований у BladeGen, показаний на рисунку 2.4.

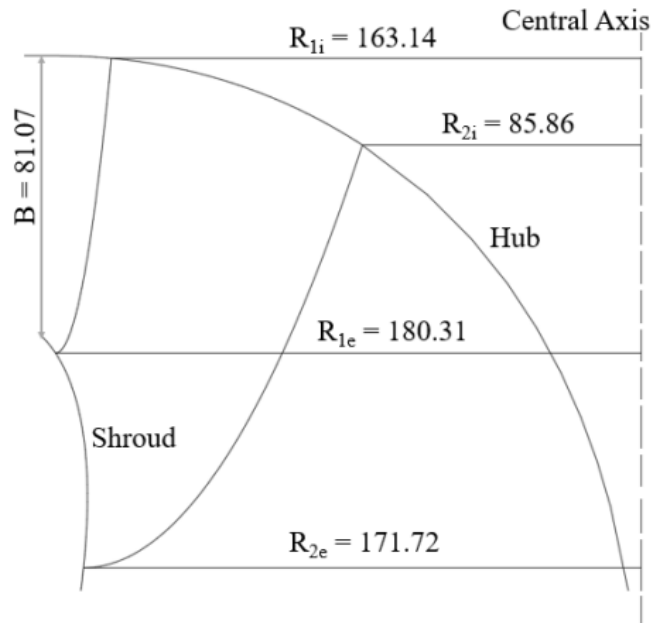


Рисунок 2.3 – Характерні розміри поточного каналу

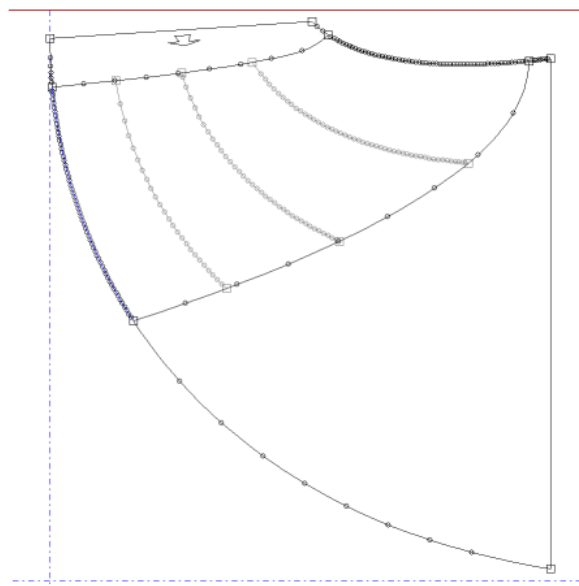
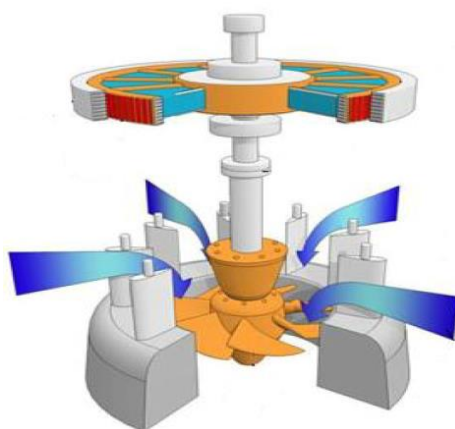
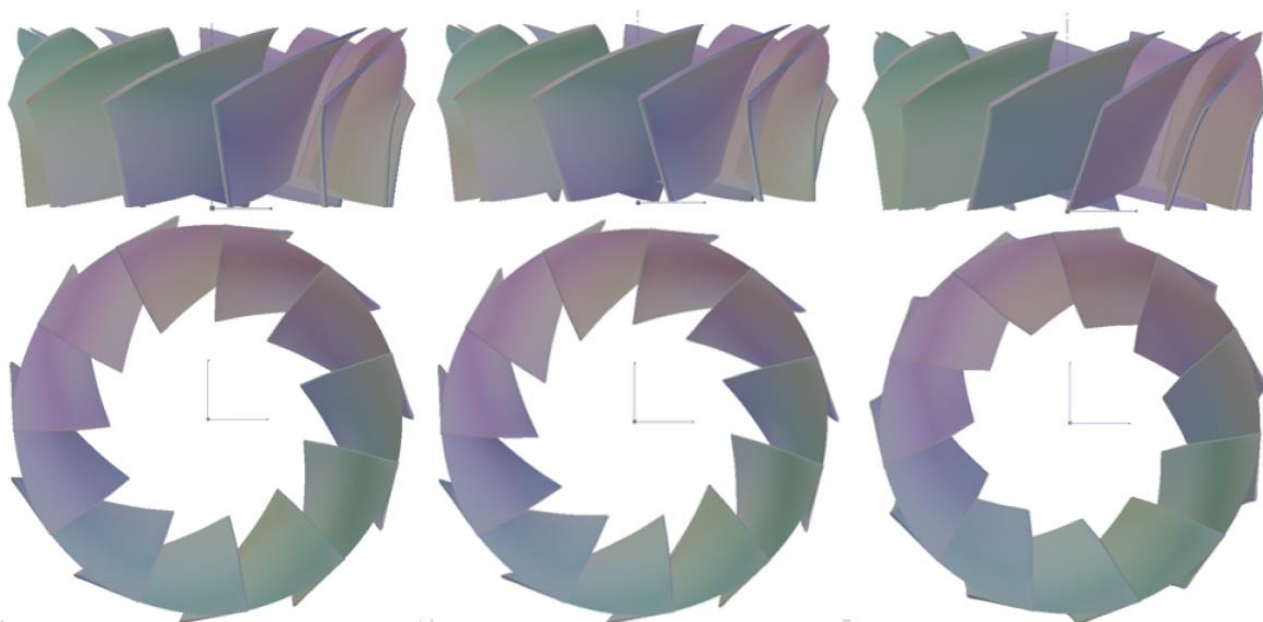


Рисунок 2.4 – Меридіональний потік у каналі з лініями течії в BladeGen

Кут лопаті на передній та задній кромках для кожної лінії течії обчислюється за допомогою рівнянь 2.4 та 2.5 відповідно [16]. Кути лопатей на кожній лінії течії розподіляються лінійно відносно нормалізованої відстані по радіусу уздовж меридіональної кривої. Кути лопатей. Кути, обчислені на передній та задній кромках кожної лінії течії, наведені в табл. 2.2. Кут θ обчислюється відповідно для кожної точки на лінії течії. Значення кута θ на початку кожної лінії течії, тобто на передній кромці, за умовчанням дорівнює 0. Це означає, що на вході в бігун немає нахилу.



а) загальний вигляд проточної частини гідротурбіни



б) 5°

с) 10°

д) -10°

Рисунок 2.5 – Бігуни з кутом нахилу

У турбінах з низьким напором відстані від задньої кромки напрямних лопатей до передньої кромки бігуна варіюються від маточини до кожуха. Через це лопаті часто стикаються з проблемами кавітації на вході в бігун. Для зменшення цієї проблеми на вході в бігун вводиться кут нахилу [17]. Це можна досягти зміною значень кута θ на початку кожної лінії течії. Бігуни з кутами нахилу можна побачити на рис. 2.5.

$$\cos \beta_1 = \frac{\pi D_1 B_1 \left(\frac{\pi D_1^* N}{60} - \frac{60 g H_{th}}{\pi D_1^* N} \right)}{Q} \quad (2.4)$$

$$\tan \beta_2 = \frac{60 \cdot Q}{\pi D_2^* N A_2} \quad (2.5)$$

Таблиця 2.2 – Кути β на вході та виході кожної лінії течії

№	Лінії течії	β_1 (Передня кромка)	β_2 (Задня кромка)
1	Лінія течії 1 (Маточина)	57,34°	25,65°
2	Лінія течії 2	53,74°	23,11°
3	Лінія течії 3	49,78°	20,17°
4	Лінія течії 4	45,20°	16,63°
5	Лінія течії 5 (Кожух)	36,20°	13,50°

Напрямні лопаті та залишкові лопаті

Напрямні лопаті є компонентами гідротурбіни Каплана, які частково перетворюють енергію тиску води на вході в кінетичну енергію, прискорюючи воду. Залишкові лопаті – це компоненти, які підтримують структурну цілісність спірального кожуха, не порушуючи потік води. Загалом напрямні лопаті є рухомими компонентами, які можуть обертатися навколо фіксованої осі. Цей рух важливий для регулювання потоку та напрямку води, що потрапляє на бігун. Кут напрямної лопаті регулюється в залежності від потоку, що надходить на всмоктування. Механізм керування напрямними лопатями є складною системою, яка використовує високоточну з'єднувальну систему для синхронного переміщення всіх напрямних лопатей. Однак у випадку мікрогідроелектростанцій, таких як базовий випадок проекту, потік води є сталим протягом більшої частини року. Тому можна уникнути використання рухомих напрямних лопатей. Фіксація напрямних лопатей усуває необхідність у механізмі керування напрямними лопатями, що значно знижує витрати та

зусилля, необхідні для виготовлення турбіни малих розмірів. Оскільки система як напрямних, так і залишкових лопатей є фіксованою, ці два компоненти були об'єднані в один єдиний компонент у фіксованій пропорції. Окреме дослідження проводиться для визначення оптимальної пропорції, в якій ці дві системи лопатей повинні бути поєднані. Для базового випадку каскад лопатей був об'єднаний у пропорції 50:50 за їхньою довжиною.

Напрявні лопаті проектуються таким чином, щоб окружна швидкість бігуна відповідала обертальній енергії води, що надходить [14]. Проектування починається з обчислення радіусу виходу, який береться на 5% більшим за радіус входу бігуна. Довжина напрямних лопатей обчислюється так, щоб кількість обраних напрямних лопатей повністю перекривала потік води. Іншими словами, довжина кожної напрямної лопаті становить 10-15% більше за окружність на її осі. Це не є критичним для базового випадку, оскільки напрямні лопаті були зафіксовані. Довжина напрямної лопаті впливає на форму спірального кожуха, тому вибір оптимальної довжини є дуже важливим. Кут, під яким вихід напрямної лопаті розташований, визначається на основі розрахованих тангенціальних і меридіональних швидкостей. Але кінцевий кут, під яким напрямні лопаті зафіксовані, визначається після отримання задовільних результатів з аналізу за допомогою CFD.

$$X_{0i} = R_{gvo} \cos \theta_i \quad (2.6)$$

$$Y_{0i} = R_{gvo} \sin \theta_i \quad (2.7)$$

$$X_{1i} = R_{gvo} \cos \theta_i + 2L_{gv} \cos(\alpha + \theta_i) \quad (2.8)$$

$$Y_{1i} = R_{gvo} \sin \theta_i + 2L_{gv} \sin(\alpha + \theta_i) \quad (2.8)$$

де R_{gvo} – радіус на виході з напрямної лопаті; L_{gv} – довжина напрямної лопаті; α – кут напрямної лопаті.

Залишкові лопаті проектуються з урахуванням вільного вихору, що протікає через них. Залишкові лопаті проектуються таким чином, щоб їхня форма відповідала шляху вільного вихору потоку спірального кожуха. Рисунок 2.5 показує геометричне представлення секції залишкової лопаті. Літери, що зображені на рис. 2.6, представляють відповідні розміри об'єктів, де це

зазначено. Залишкова лопатя проектується в секціях так, щоб кут падіння на кожній секції був таким самим, як той, що визначається в точці, де починається напрямна лопатя. Рівняння 2.10 і 2.11 використовуються для визначення довжини та кута розкриття кожної секції залишкової лопаті відповідно. Зазвичай довжина і товщина залишкових лопатей визначаються ітеративно, перевіряючи, чи можуть вони підтримувати форму спірального кожуха під тиском усередині нього. У базовому випадку довжина залишкової лопаті була вибрана таким чином, щоб співвідношення, в якому поєднуються дві лопатеві системи, становило 1:1.

$$dl = \sqrt{\frac{(R_{i-1} \sin \alpha_{sv})^2}{2} + (R_i^2 - R_{i-1}^2) - R_{i-1} \sin \alpha_{sv}} \quad (2.10)$$

$$d\theta = \sin^{-1} \left(\frac{dl \cos \alpha_{sv}}{R_i} \right) \quad (2.11)$$

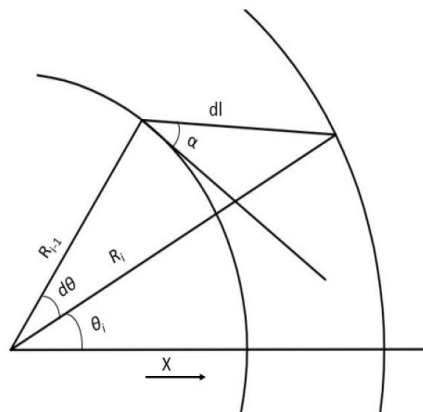


Рисунок 2.6 – Секція залишкової лопаті

Кожух є компонентом турбіни Каплана, який рівномірно розподіляє воду, що надходить від напірного трубопроводу, по всій окружності бігуна. Крім розподілу, спіральний кожух також відповідає за перетворення осьової кінетичної енергії води в окружну кінетичну енергію. Спіральний кожух зазвичай проектується з урахуванням вільного вихору, що протікає через нього. Однак теорія постійної середньої швидкості також популярна для турбін з низьким напором. Кожухи з круглим перерізом зазвичай є пріоритетними в турбінах Каплана, однак для турбін з низьким напором віддається перевага трапецієподібним кожухам через менший обсяг, який вони займають. Окрім

того, що трапецієподібні кожухи займають менший обсяг, вони потребують меншої кількості з'єднань порівняно з круглими спіральними кожухами, що робить їх виготовлення більш зручним. Більше того, трапецієподібні кожухи показали такі ж результати, як і круглі спіральні кожухи, тому для базового випадку був спроектований трапецієподібний кожух [8].

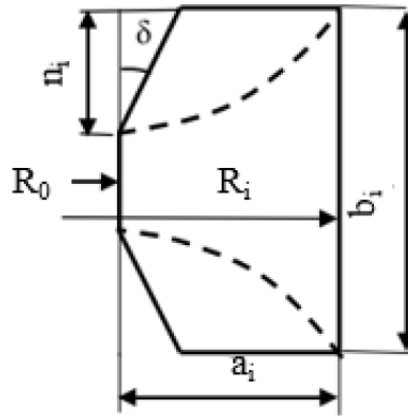


Рисунок 2.7 – Трапецієподібний переріз

Проектування спірального кожуха є ітераційним процесом, в якому визначається найкраща комбінація розмірів перерізів для задоволення умов потоку. Площа перерізу визначається шляхом обчислення доступного потоку на кожному перерізі після зменшення потоку, розподіленого в попередньому перерізі, щоб зберегти постійну окружну швидкість. Значення R_i , b_i та a_i визначаються для кожного перерізу таким чином, щоб відношення b до a залишалось сталим на всіх перерізах.

Переріз і площа, що утворюється, повинні бути рівними площі, обчисленій для постійної швидкості [18]. Рівняння 2.12 та 2.13 розв'язуються для визначення розмірів, що визначають трапецієподібний переріз:

$$A_i = a_i b_i - n_i^2 \tan \delta \quad (2.12)$$

де $1,75 < b_i/a_i < 1,85$; A_i – площа перерізу $\delta=30^\circ$.

$$n_i = \left(\frac{a_i}{k_n} \right)^2 \quad (2.13)$$

Драфт-трубка відіграє дуже важливу роль у відновленні невикористаної кінетичної енергії води, що виходить з бігуна. Вона дозволяє створити

підатмосферний тиск на виході з бігуна, що, в свою чергу, призводить до кращої ефективності турбіни. Це розширювальна трубка, яка збільшує тиск води, що протікає через неї, зменшуючи її швидкість. Для базового випадку була обрана проста конічна драфт-трубка. Вона спроектована, виходячи з припущення, що швидкість води на її виході становить 2 м/с. Довжина драфт-трубки може залежати від умов на місці або обчислюється на основі кута конуса. Для ефективної роботи драфт-трубки рекомендований кут конуса 4°.

CFD Аналіз. Для аналізу проекту базового випадку проводиться числове моделювання в Ansys CFX 18.1. Домени бігуна, створені в Bladegen blade modeler, імпортуються в Ansys Turbogrid для генерації високоякісної гексаедричної сітки. Усі інші компоненти моделюються в Creo Parametric, а потім імпортуються в Ansys 18.1 Workbench для створення сітки. Для всіх інших компонентів генерується тетраедрична сітка. Файли сітки кожного компонента імпортуються в CFX-Pre для визначення налаштувань і фізичних параметрів для симуляції. Проводиться численна кількість симуляцій, і на основі результатів вносяться зміни для досягнення остаточного проекту. Лопатя бігуна аналізується в однопрохідному варіанті для оцінки продуктивності лопаті та визначення найкращого кута падіння. Додаткові симуляції проводяться з доменами системи лопатей, спірального кожуха та драфт-трубки. Повний доменний аналіз потребує значних часових та ресурсних витрат для виконання. Параметри, вибрані для CFD аналізу, наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Граничні умови

№	Параметри	Тип
1	Тип аналізу	Стационарний стан
2	Модель турбулентності	SST
3	Вхід	Масовий потік
4	Вихід	Статичний тиск
5	Стіни	Без ковзання
6	Робоча рідина	Вода при 25°C

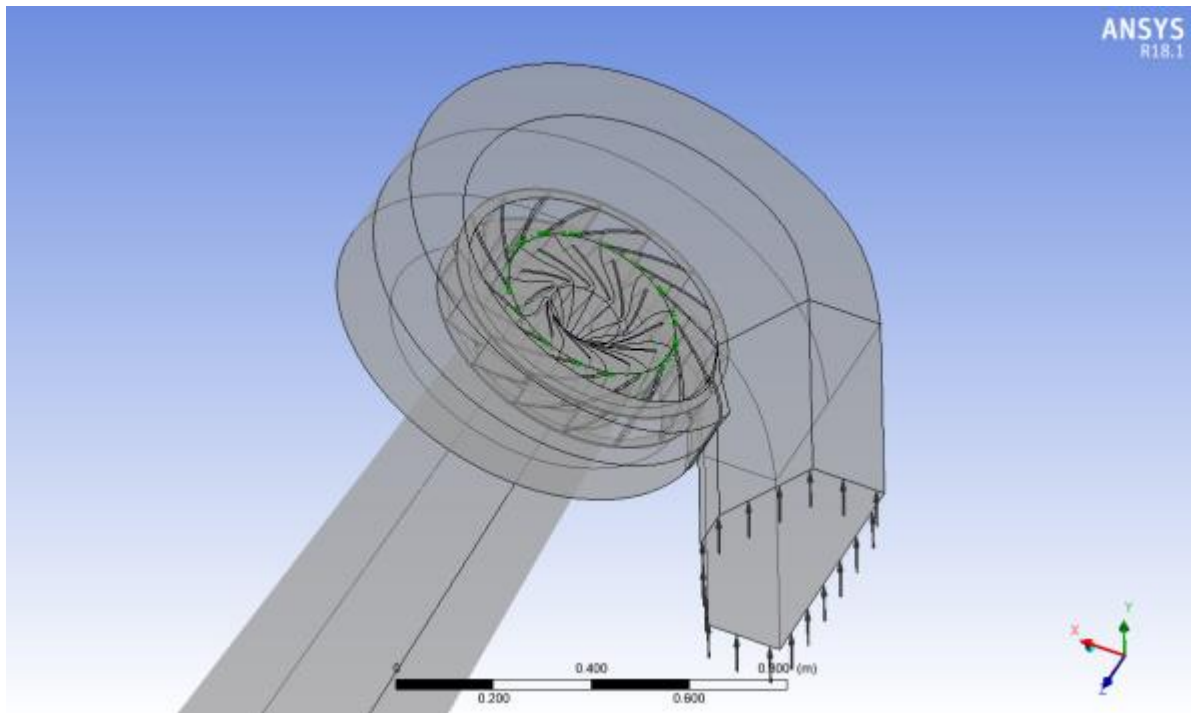
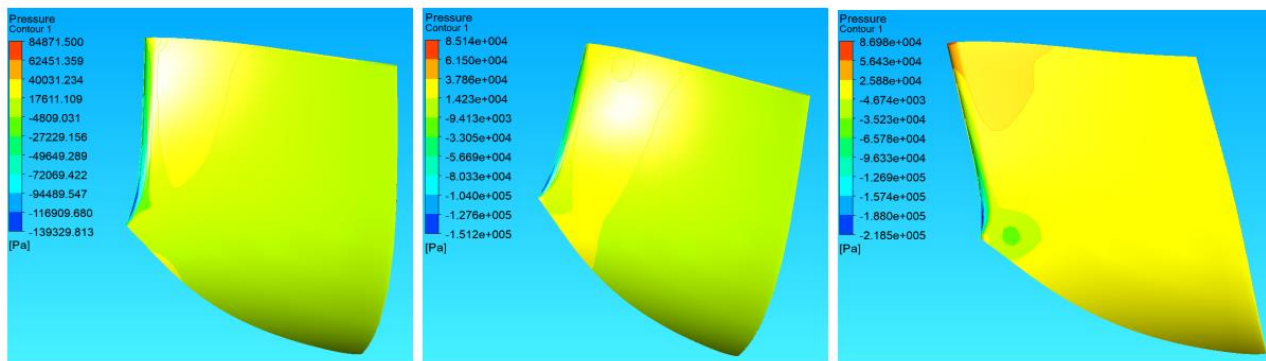


Рисунок 2.8 – Аналіз повної моделі турбіни

Аналіз продуктивності турбіни Каплана, спроектованої для мікрогідроелектростанції, було виконано чисельно. Лопать, спроектована за методом Бове, показала максимальну ефективність 95,39% на однопрохідному CFD аналізі. Однак були отримані дуже низькі тискові області на передньому краї лопаті. Негативні тискові області концентрувалися на всмоктувальній стороні, поблизу обідка бігуна. Подібні явища часто спостерігаються в турбінах Каплана з низьким напором. Після введення нахилу низька тискова область значно зменшилася, але не зникла повністю при жодному куті нахилу. Більшість нахилів, що застосовувалися, були лінійними за своєю природою. Серед усіх нахилів, спробованих на бігуні, результати, отримані при куті нахилу 5° , були відносно кращими з огляду на тиск по всьому протязі переднього краю і ефективність у сукупності. Це можна побачити на графіках навантаження лопаті на різних відрізках і контурних картах тиску на лопаті. Кращі результати можна було б отримати за допомогою нахилів різної природи, а також балансування тиску лопаті, як це було запропоновано Гермою Брєкке [14].



б) 5°

в) 10°

д) -10°

Рисунок 2.9 – Контур тиску на лопатях при різних кутах нахилу

Одже, гідравлічні лопаті і лопаті утримувача були комбіновані в різних співвідношеннях і аналізувалися на зміну продуктивності. Не було виявлено значних відмінностей в загальній ефективності турбіни при незначних змінах у співвідношенні, в якому каскади були злиті. Однак надзвичайно довгі лопаті, з більшим відсотком лопатей утримувача, були відносно менш ефективними, як зазначено в інших дослідженнях. Лопаті були комбіновані в співвідношенні 1:1, оскільки отримані результати були близькими до тих, що отримані при окремому використанні лопатей гідравлічного і утримувача. Загальна ефективність 82,47% була досягнута з розподільною системою. Втрата ефективності могла бути пов'язана з втратами в трапецієподібному спіральному кожусі, а також із злитими лопатями, які не мають аеродинамічної форми.

2.3 Моделювання руху рідини в робочому колесі турбіни мікро-ГЕС

За допомогою програмного забезпечення SolidWorks було створено модель робочого колеса гідротурбіни Каплана (рис. 2.10). Лопаті турбіни мають спеціально вигнуту форму, що сприяє утворенню підймальних сил під час проходження потоку води. Завдяки реактивному впливу потоку відбувається обертання ротора, що необхідне для генерації електричної енергії.

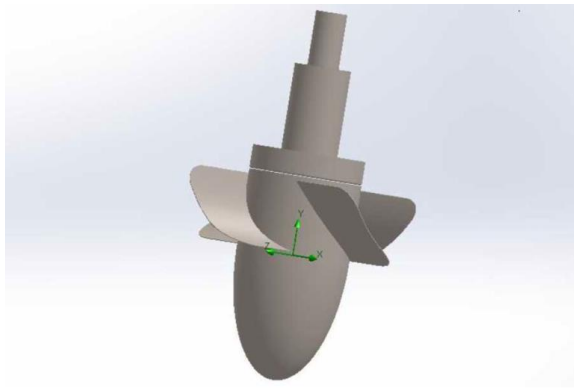


Рисунок 2.10 – Модель робочого колеса турбіни Каплана, створена у середовищі SolidWorks.

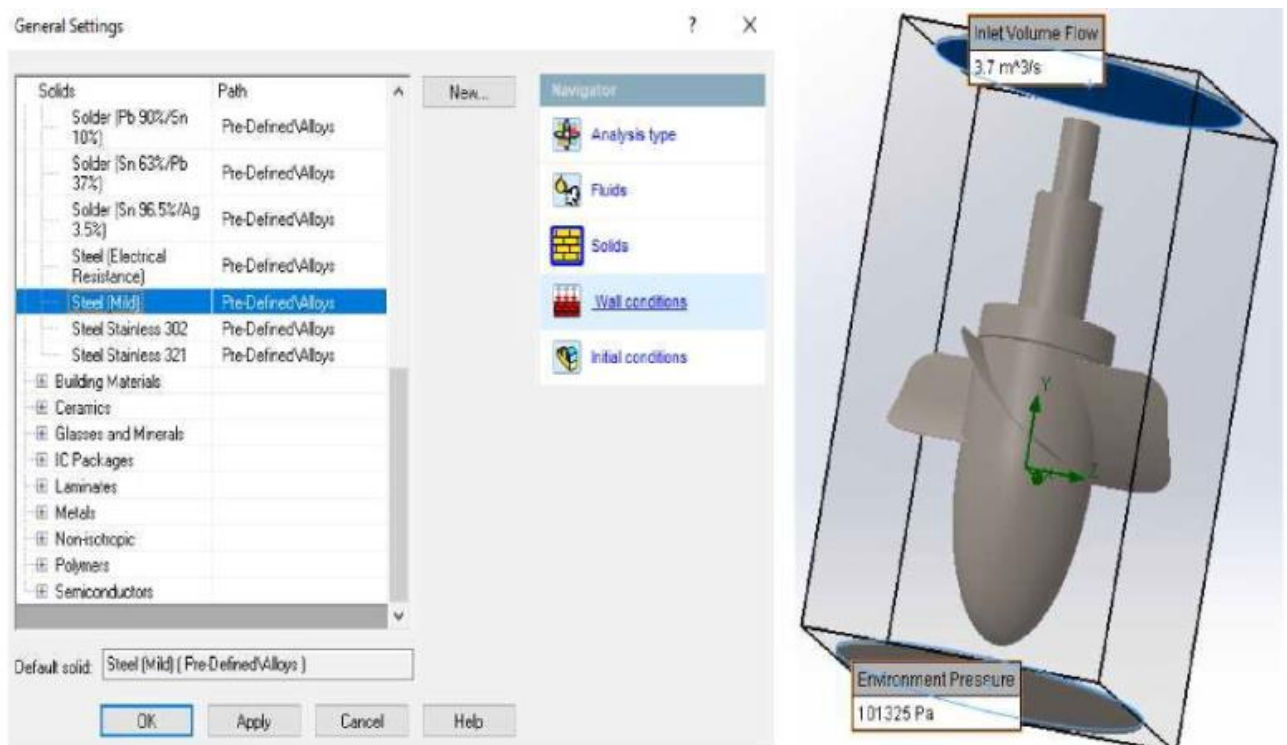


Рисунок 2.11 – Процес вибору матеріалу та встановлення умов для моделювання

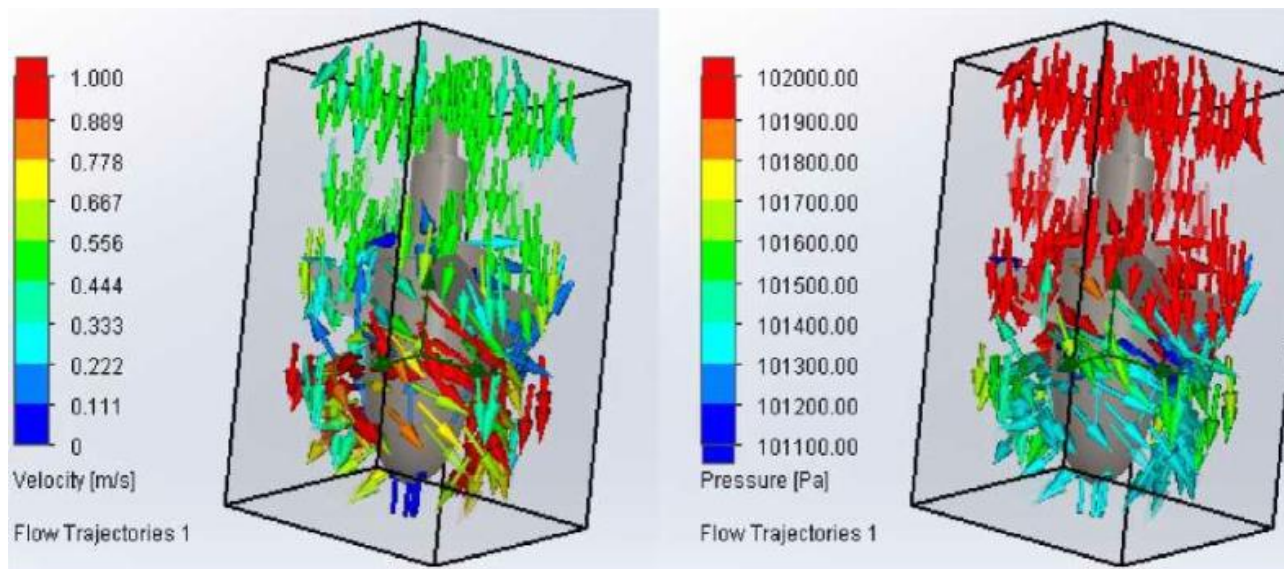


Рисунок 2.12– Моделювання впливу зміни швидкості та тиску в робочому елементі гідротурбіни.

З рис. 2.5 видно, що, проходячи через турбіну, вода ковзає по лопатях, що призводить до збільшення швидкості потоку.

Вплив нахилу лопаті на швидкість та тиск рідини в гідроагрегаті

Вплив нахилу лопаті на швидкість та тиск рідини в гідроагрегаті є важливим фактором, який визначає ефективність роботи гідротурбіни. Зміна кута нахилу лопаті впливає на кілька параметрів:

1. Швидкість потоку:

- Кут нахилу лопаті визначає напрямок і швидкість руху води через турбіну. При оптимальному нахилі лопатей потік води буде максимально ефективно взаємодіяти з турбіною, що дозволить досягти високої швидкості потоку і, відповідно, кращої генерації енергії.

- Збільшення кута нахилу лопаті може призвести до збільшення швидкості потоку в деяких частинах турбіни, але також може викликати надмірні втрати енергії через збурення потоку.

2. Тиск рідини:

- При зміні кута нахилу лопаті також змінюється розподіл тиску в рідині. Під оптимальним кутом лопаті тиск в деяких зонах може збільшуватися, що забезпечить більший потік через турбіну та підвищить ефективність роботи агрегату.

○ Якщо кут нахилу лопатей занадто великий або малий, це може призвести до нерівномірного розподілу тиску, зниження ефективності і навіть до виникнення кавітації (утворення бульбашок пари в рідині), що шкодить турбіні.

Загалом, оптимальний кут нахилу лопатей є критичним для досягнення найбільш ефективного перетворення енергії потоку води в механічну енергію ротора турбіни.

Ми запропонували змодельовати зміну швидкості турбіни при різних кутах нахилу лопатей. За допомогою спеціалізованих програмних модулів у SolidWorks було проведено аналіз зміни тиску та швидкості потоку на лопаті при кутах 90° , 75° , 60° , 45° , 30° , 15° та 0° (рис. 2.13). Вихідні значення залишалися незмінними. Результати моделювання були занесені в таблицю 2.4 і 2.5.

Найбільш оптимальний результат досягається при куті нахилу лопаті 30° , оскільки цей кут забезпечує рівномірний тиск на лопатях та найвищу швидкість реактивного потоку води в робочому елементі турбіни на рис. 2.14 і 2.15.

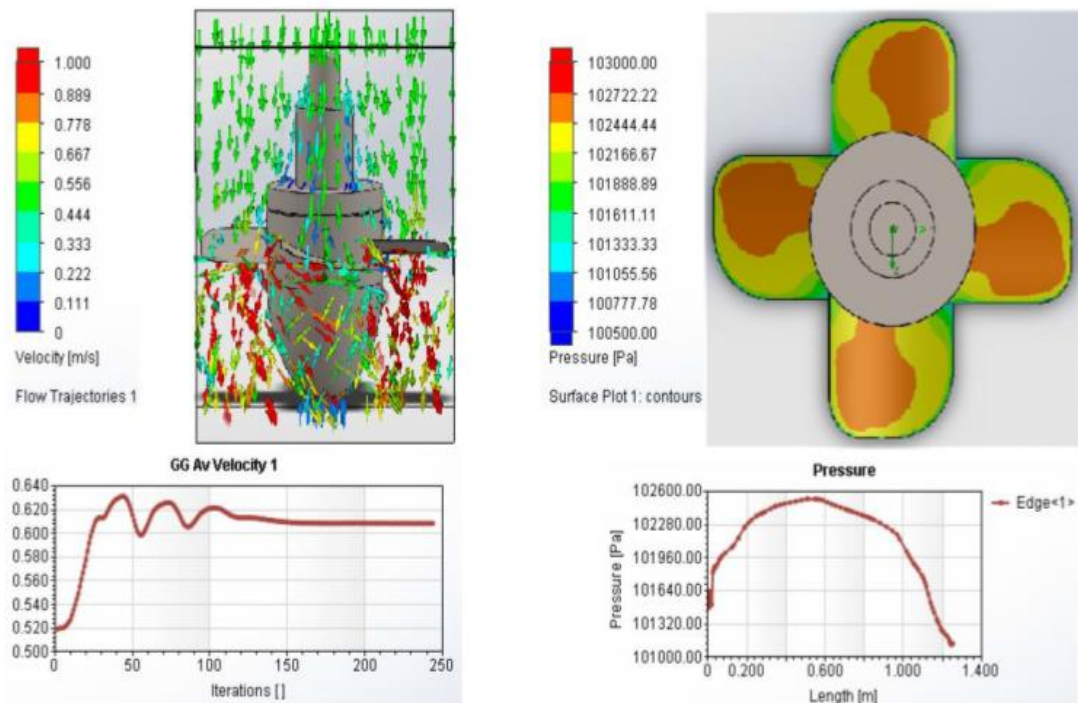


Рисунок 2.13 – Моделювання впливу зміни кута нахилу лопаті на швидкість гідротурбіни.

Таблиця 2.4 – Результати моделювання параметрів робочого колеса гідротурбіни Каплана

Кут, °	Тиск, Па	Швидкість потоку у робочому елементі гідротурбіни, м/с
0	104750	0,573
15	101654	0,608
30	102311	0,62
45	102070	0,6
60	101881	0,594
75	101632	0,558
90	101383	0,528



Рисунок 2.14 – Гальмівна система робочого колеса гідротурбіни Каплана



Рисунок 2.15 – Виготовлене робоче колесо пропелерного типу

Таблиця 2.5 – Зведена таблиця конструкції прототипу та моделі робочого колеса гідротурбіни Каплана

Параметр	Прототип	Модель
1. Параметри робочого колеса		
Швидкість робочого колеса (об/хв)	1000	995
Діаметр на кінці (мм)	190	135
Діаметр маточини (мм)	114	80
Кількість лопатей (n)	5	5
Узгоджена хорда на кінці, (мм)	105	75
Узгоджена хорда посередині (мм)	95	67.5
Узгоджена хорда на маточині (мм)	85	60.4
Матеріал робочого колеса	Високовуглецева сталь	Низьковуглецева сталь
2. Вал		
Діаметр вала, D (мм)	40	25
Довжина вала між підшипниками, L (мм)	800	350
Розмір шпонки (мм)	5 мм діаметр	5 мм діаметр
Матеріал	Холоднокатана сталь	Низьковуглецева сталь
3. Специфікація підшипників		
Тип підшипника	NU 2208 (SKF)	NU 2205 (SKF)
4. Відсмоктуюча труба		
Кут розширення (°)	4°	4°
Висота (мм)	1900	1350
Вхідний діаметр (мм)	200	142
Вихідний діаметр (мм)	465	256
5. Напрямні лопаті		
Внутрішній діаметр (мм)	200	142
Зовнішній діаметр (мм)	300	213
Висота лопатей (мм)	76	54
Кут встановлення (°)	71°	77°
Кількість лопатей (n)	9	8
Положення робочого колеса від основи статора (мм)	47.5	34
6. Спіральна камера відкритого типу		
A (мм)	240	170.4
B (мм)	200	142
C (мм)	160	113.6
D (мм)	120	85.2
E (мм)	80	56.8
F (мм)	40	28.4
G (мм)	20	20
Висота (мм)	600	300
Ширина вхідного отвору (мм)	520	369.2
Діаметр отвору (мм)	200	142

Отже, проведене моделювання допомогло визначити оптимальний кут нахилу лопатей, який дозволить підвищити ККД гідротурбіни завдяки більш ефективному кута атаки.

Мікро-гідроенергетика може стати ефективним рішенням для покращення електрифікації сільських районів і наразі застосовувалася лише в декількох випадках для середніх і високих напорів у Україні. Місцеве виробництво гідротурбін успішно впроваджено в інших країнах, що розвиваються, ймовірно, сприяло широкому впровадженню цієї технології.

Було розроблено пропелерну турбіну з робочим колесом постійної товщини, вигнутими, скрученими лопатями зі змінною довжиною хорди для забезпечення генерації 1 кВт електроенергії при робочому напорі 2 м та витраті води 70 л/с. У низинних регіонах України існує багато місць, що відповідають умовам для встановлення гідроустановок.

Було розроблено зменшену модель, яка працює при витраті 25 л/с та напорі 1 м, щоб відповідати умовам випробувального стенду IWM. У режимі холостого ходу турбіна досягла середньої швидкості 1058 об/хв при проектній витраті. При зменшенні витрати до 9 л/с і 20 л/с швидкість знизилася до 456 об/хв і 976 об/хв відповідно.

При навантаженні ефективність склала 33,95% при частковій витраті 9,2 л/с і 53,82% при 20,6 л/с. Найвищий коефіцієнт корисної дії був досягнутий при проектних умовах – 57,62% при 25,3 л/с. Однак ефективність була нижчою за очікувану, що можна пояснити недосконалістю виробничих процесів та складними умовами тестування.

Низька потужність при часткових навантаженнях і зниження ефективності зумовлені тим, що робота пропелерної турбіни значно погіршується в режимах, відмінних від проектних. Проте, як і очікувалося, проектна витрата може підтримуватися протягом усього року в низинних регіонах Непалу, що дозволяє системі завжди відповідати заданим умовам потоку.

РОЗДІЛ 3. ІННОВАЦІЙНІ РІШЕННЯ ДЛЯ СХЕМ ДОПОМІЖНОГО ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ НА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

3.1. Допоміжне енергопостачання гідрогенератора мікро-ГЕС

На рис. 3.1 представляє основну схему електричного постачання для допоміжних систем гідроелектростанції з одиницями гідрогенератора (HG) та трансформаторами одиниць (ТВ).

Для забезпечення надійності допоміжні системи HG можуть живитися від двох незалежних джерел:

1. перше джерело (нормальне джерело живлення) – вихід генератора, підключений до трансформатора допоміжного живлення для допоміжних споживачів (T_{ac}). T_{ac} дозволяє незалежну роботу від зовнішніх мереж (див. зелену лінію на рис. 3.1);

2. друге джерело (резервне живлення для HG) – підстанція 0,4 кВ для загальних споживачів, через трансформатор для загальних споживачів T_{gc} (рис. 2). Зазвичай T_{gc} використовується для пуску, зупинки, резервного живлення одиниць і постачання загальних допоміжних споживачів (див. жовту лінію на рис. 3.1).

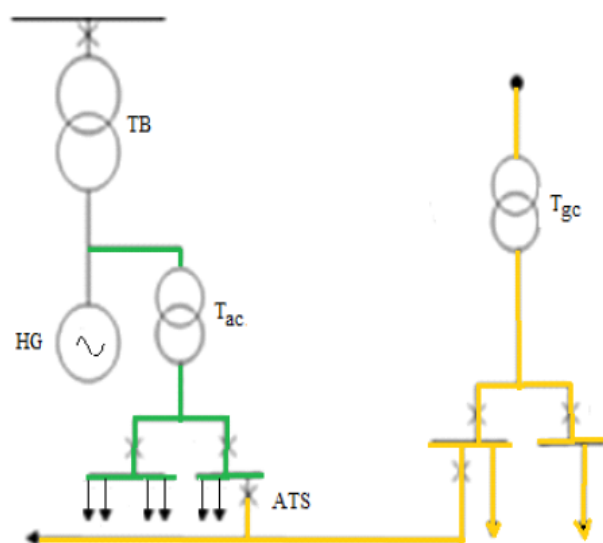


Рисунок 3.1 – Енергопостачання допоміжних систем для гідроелектростанції з одиницями HG-ТВ



Рисунок 3.2 – T_{gc} для пуску, зупинки, резервного живлення одиниць та постачання загальних допоміжних систем

3.2. Резервне живлення загальних допоміжних систем мікро-ГЕС

Трансформатор для пуску станції забезпечує пускову потужність та потужність для зупинки гідроелектростанції. Він також резервує трансформатор допоміжного живлення одиниці (T_{ac}) та забезпечує живлення загальних допоміжних систем. Резервне живлення споживачів 0,4 кВ з кількох джерел можливе завдяки підключенню дизель-генераторної установки та/або міні-гідроелектростанції (МНПП) до шин (рис. 3.3).

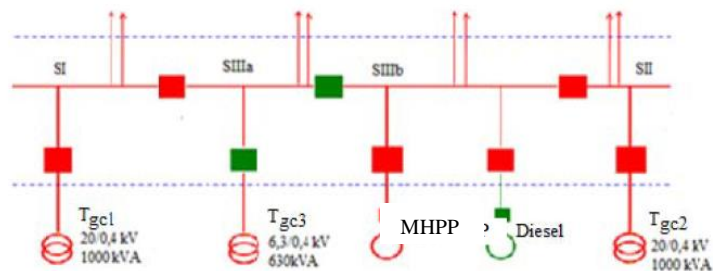


Рисунок 3.3 – Деталі можливих способів резервного живлення загальних допоміжних систем з високим ступенем незалежності (Дизель, МНПП), зелений – підключено; червоний – відключено.

Вимикачі лінії розподіляють шини на кілька підсистем (SI, SII, SIIIa, SIIIb) відповідно до схеми технологічного резервного живлення. Таким чином, підвищується безперервність постачання енергії споживачам (рис. 3.3). Принцип функціонування полягає в зниженні напруги з 20 кВ електричних ліній (через T_{gc1} і T_{gc2}) або з 6 кВ електричних ліній (через T_{gc3}) до стандартної трифазної напруги 0,4 кВ. Мінімально необхідна автоматизація цієї частини підстанції та передбачені операційні процедури вже містять велику частину функціональних вимог.

Нові проекти та революційні матеріали й концепції впроваджуються в сучасних підстанціях [3]–[6]. Функції захисту, управління, вимірювання та моніторингу інтегровані в розумну підстанцію, що дозволяє досягти кращої продуктивності та вищої безпеки. Підстанцію можна моніторити і контролювати з центральної точки, що дозволяє покращити координацію і знизити експлуатаційні витрати. Міжнародний стандарт, що використовується для еталонної архітектури – це IEC 61850.

Базуючись на Ethernet, архітектура, зазначена в стандарті, розумна підстанція дозволяє високошвидкісне захист, блокування та взаємне відключення [9]. Зазвичай локальне управління підстанцією здійснюється через пульти управління та РК-дисплеї, які підключені до програмованого логічного контролера (PLC). Клавіатура використовується для надання команд, зміни заданих значень і відображення необхідних схем і контрольних точок. Вищий рівень моніторингу, управління та команд для підстанцій допоміжних систем забезпечується системою SCADA (система супервізорного контролю та збору даних). Для роботи підстанції з системою SCADA, як центральна панель управління, так і локальна панель управління на підстанції 0,4 кВ повинні бути встановлені в «віддалене» положення.

Автоматичний перемикач може бути налаштований на «ручний» або «автоматичний» режим. Якщо він налаштований на «автоматичний», повинні бути призначені пріоритети для трансформаторів T_{gc1} , T_{gc2} , T_{gc3} (з пріоритетом або без). Якщо автоматичний перемикач встановлений на «ручний», всі

підключення/відключення здійснюються вручну. Для захисту від неправомірних маневрів використовуються електричні блокування.

Сьогодні розумні технології в галузі вимірювання, управління, передачі та обробки даних створили нове бачення всього процесу управління, що призвело до суттєвих покращень у менеджменті та зниження експлуатаційних витрат. Допоміжні підстанції тепер можуть скористатися більш повною системою моніторингу та управління базами даних, а також активною комп'ютерною допомогою для прийняття рішень.

Найкраще рішення може бути прийнято за менший час і з меншими людськими помилками. Таким чином, досягається вища продуктивність і безпека експлуатації при меншій витраті зусиль. Водночас покращується виявлення несправностей і управління відключеннями, що зменшує кількість поломок. Безпека та надійність підвищуються, а ефективне профілактичне обслуговування обладнання може бути здійснене. Для досягнення найбільших переваг інтеграція нових технологій повинна бути розглянута ще на етапі проектування. Базуючись на принципі забезпечення безперервності постачання електроенергії споживачам, проектування розумних підстанцій ґрунтується на відкритій архітектурі, яка об'єднує кілька додатків і легко включає майбутні. Проектування розумних підстанцій спрямоване на зниження навантаження на персонал, передаючи на автоматичні системи "важку роботу", залишаючи персоналу лише роль нагляду та прийняття рішень. Наступним етапом розвитку розумних підстанцій є створення підстанцій із самовідновленням.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

4.1 Умови безпечної експлуатації гідротехнічних споруд на ГЕС

Під час експлуатації гідротехнічних споруд повинна бути забезпечена їхня безпека та надійна робота, а також безперебійна й економічна робота технологічного устаткування з дотриманням вимог охорони навколишнього середовища. Особливу увагу слід звернути на забезпечення надійності роботи протифільтраційних і дренажних пристроїв.

Гідротехнічні споруди (підпірні греблі й дамби, канали, тунелі, трубопроводи, водозабори і водоскиди, дамби тощо) повинні відповідати нормативним (проектним) вимогам щодо стійкості, міцності, довговічності та екології. Споруди і конструкції, що знаходяться під напором води, а також їхні основи і примикання повинні відповідати нормативним (проектним) показникам водонепроникності і морозостійкості.

Гідротехнічні споруди повинні охоронятися від пошкоджень, викликаних несприятливими фізичними, хімічними і біологічними процесами, впливом навантажень і води. Виявлені пошкодження повинні бути своєчасно усунені.

Усі напірні гідротехнічні споруди, які перебувають в експлуатації понад 25 років, незалежно від їхнього стану, повинні періодично піддаватися багатофакторному дослідженню з урахуванням процесів "старіння" і з оцінкою їхньої міцності, стійкості і експлуатаційної надійності із залученням спеціалізованих організацій. За результатами досліджень повинні бути вжиті заходи щодо забезпечення працездатності споруд. У бетонних гідротехнічних спорудах згідно з графіком і обсягом, затвердженим технічним керівником енергооб'єкту, повинна проводитися перевірка міцності бетону на ділянках, які зазнають дії динамічних навантажень, регулярного промерзання і розташовані у зонах постійної зміни рівня. Виявлені пошкодження, зумовлені впливом води та навантажень, повинні своєчасно усуватися. У разі зниження міцності

конструкцій споруд порівняно з встановленою проектом, вони повинні бути підсилені.

Ґрунтові греблі і дамби повинні бути захищені від розмивів і переливів води через гребінь. Кріплення відкосів, дренажна і водовідвідна мережі повинні бути у справному стані. Ґрунтові греблі, особливо канали в насипах і водопроникних ґрунтах, а також дамби повинні бути захищені від пошкодження тваринами. Берми і кювети каналів повинні регулярно очищатися від ґрунту, не повинно допускатися заростання укосів і гребня земляних споруд деревами і кущами, якщо це не передбачене проектом. На підвідних і відвідних каналах у необхідних місцях повинні бути встановлені сходи, містки й огорожі. Повинна бути забезпечена надійна робота ущільнень деформаційних швів. Розміщення вантажів і будівництво будь-яких споруд, у тому числі причалів, автомобільних і залізничних доріг на бермах і відкосах каналів, гребель, дамб і біля підпірних стінок у межах розрахункової призми обвалення, забороняється. Небезпечна зона обвалення повинна бути позначена на місцевості розпізнавальними знаками. На ділянках відкосів ґрунтових гребель і дамб при високому рівні ґрунтових вод у низовому кліні для уникнення промерзання і руйнування повинен бути обладнаний дренаж або утеплення.

Дренажні системи для відведення води, що профільтрувалася, повинні бути оснащені водомірними пристроями і утримуватися у справному стані. Вода з дренажних систем споруд повинна відводитися безперервно. У разі виявлення виносу ґрунту водою, що фільтрується, повинні бути вжиті заходи для його припинення. Суглинкові ядра і екрани ґрунтових гребель повинні захищатися від морозного випинання і промерзання, а дренажні пристрої і перехідні фільтри – від промерзання. Великоуламковий матеріал упорних призм, що зазнає сезонного заморожування і розморожування, повинен відповідати нормативним (проектним) вимогам з морозостійкості і через кожні 10-15 років експлуатації випробовуватися на механічну і зсувну міцність.

Під час експлуатації підземної частини ГЕС необхідно забезпечувати постійну робочу готовність pomp відкачування води, яка потрапляє внаслідок

фільтрації або через непередбачені прориви з водопровідних трактів, справність вентиляційних установок, аварійного освітлення, запасних виходів.

4.2 Правила безперебійної роботи гідротурбінного обладнання

Під час експлуатації гідротурбінного устаткування повинна бути забезпечена безперебійна робота з максимально можливим для заданого навантаження і діючого напору коефіцієнтом корисної дії.

Гідроагрегати повинні працювати з повністю відкритими заслонами, установленими на турбінних водоводах. Граничне відкриття направляючого апарату гідротурбіни повинне відповідати максимально допустимому навантаженню гідроагрегату (генератора, генератора - двигуна) при даному напорі. Перепад рівнів на сміттєзбиральних ґратах не повинен перевищувати граничного значення. Умови, які дозволяють пуск гідроагрегату, його нормальну та аварійну зупинку та незаплановану зміну навантаження повинні бути викладені в інструкціях з експлуатації, затверджених технічним керівником ГЕС, які знаходяться на робочих місцях оперативного персоналу.

Значення всіх параметрів, які визначають умови пуску гідроагрегату та режим його роботи, повинні бути встановлені на підставі рекомендацій виробника та спеціальних випробувань.

Пуск гідроагрегату забороняється у таких випадках:

- при напорі , що виходить за межі допустимих значень, встановлених заводом-виробником гідротурбін;
- при несправності будь-якого із захистів, що діють на зупин
- устаткування;
- при дефектах системи регулювання гідроагрегату, що можуть призвести до перешкод у регулювання і нормального керування гідроагрегатом;
- при несправності пристроїв дистанційного керування, клапанів зривання вакууму, клапанів впуску повітря і системи гальмування гідроагрегату;

- при якості оливи, що не задовольняє норми експлуатаційні оливи і температури нижчій від встановленої інструкціями заводу-виробника;
- при рівні оливи у підшипниках, зливному баці і повітряному котлі оливо напірної установки, нижчому від встановленого інструкціями заводу-виробника.

Під час експлуатації гідроагрегату шляхом огляду і систематичних вимірювань за допомогою стаціонарних і переносних приладів повинен бути організований контроль за роботою устаткування з періодичністю, вказаною в інструкціях з експлуатації.

Система технічного водопостачання гідроагрегату повинна забезпечувати охолодження опорних вузлів, статора і ротора генератора, змащення гумового турбінного підшипника та інших споживачів у всіх режимах роботи гідроагрегату.

Капітальний ремонт гідротурбін повинен проводитися один раз на 5-7 років. В окремих випадках за узгодженим дозволом допускається відхилення від установлених термінів.

4.3 Заходи для забезпечення безперебійної роботи електрообладнання

Експлуатація обладнання неминує пов'язана з використанням електричної енергії. Електробезпека – це система організаційних, технічних заходів і засобів, які забезпечують захист людей від шкідливого і небезпечного впливу електричного струму.

Електричний струм, проходячи через тіло людини, спричиняє термічну, електролітичну і біологічну дію, викликає місцеві і загальні електротравми. Дія електричного струму на організм людини супроводжується зовнішнім ураженням тканин та органів у вигляді механічних ушкоджень, електричних знаків електрометалізації шкіри, опіків.

Термічна дія струму виявляється в опіках окремих ділянок тіла, ураженні внаслідок високої температури кровоносних судин, нервових клітин, серця, мозку, що призводить до серйозних функціональних розладів.

Для забезпечення роботи електрообладнання використовується напруга 380 та 220 В, яка є смертельно небезпечна для людини. Вражаюча дія електричного струму при цій напрузі залежить від наступних факторів: величини і тривалості протікання струму через тіло людини, роду і частоти струму, індивідуальних властивостей людини.

Людина починає відчувати струм величиною 0,6 – 1,5 мА. Струм 10-15 мА (при $f = 50$ Гц) викликає судоми м'язів, які людина не може подолати сама. Цей струм називається пороговим невідпускаючим. При 100 мА і тривалості дії більше 0,5 с струм може спричинити зупинку або фібриляцію серця. Опір тіла людини різко падає в залежності від часу дії струму. Найбільш небезпечним є змінний струм з частотою 20 – 100 Гц. Постійний струм людина відчуває при 6-7 мА, пороговий невідпускаючий струм складає 50-70 мА, а фібриляційний – 300 мА.

Заходи по захисту, поділяють на заходи, які забезпечують безпеку при нормальному режимі роботи електроустановок, і заходи, які забезпечують безпеку при аварійних режимах. При нормальному режимі роботи безпека в електроустановках забезпечується наступними заходами:

- ізоляцією струмоведучих частин;
- виконання електричних мереж, ізольованих від землі;
- компенсацією ємнісної складової струму замикання на землю;
- недоступністю струмоведучих частин.

Захисне заземлення – це спеціальне електричне з'єднання з землею металічних не струмопровідних частин обладнання, які можуть опинитися під напругою. Заземлюючий пристрій складається з заземлювача і заземлюючого провідника, який з'єднує заземлюванні частини з заземлювачем. В якості заземлювачів використовують металічні конструкції і арматуру залізобетонних конструкцій, які мають сполучення з землею.

Захисне відключення – це швидкодіючий захист, який забезпечує автоматичне відключення електроустановки при виникненні в ній небезпеки ураження людини електричним струмом. Установка автоматичного відключення, яка застосовується на котельнях повинна відповідати наступним вимоги: висока чутливість, малий час відключення, селективність роботи, самоконтроль і надійність.

4.4 Шляхи запобігання виникнення пожежі

Як уже зазначалось, вибухо пожежна безпека об'єкта забезпечується системами:

- попередження вибухів і пожеж;
- протипожежного та противибухового захисту;
- організаційно-технічних заходів.

Система попередження вибухів і пожеж має за мету не допустити виникнення вибухів і пожеж. Заходи і засоби попередження утворення горючого середовища в кожному конкретному випадку визначаються реальними умовами, що розглядаються, вибухопожежонебезпечними властивостями речовин і матеріалів, що використовуються у технологічному циклі.

Найбільш радикальним заходом попередження утворення горючого середовища є заміна горючих речовин і матеріалів, що використовуються, на негорючі та важкогорючі.

Тому попередження виникнення в горючому середовищі або внесення до нього джерел запалювання є головним стратегічним пріоритетом у роботі щодо запобігання пожежам. Джерелом запалювання може бути нагріте тіло чи екзотермічний процес, які здатні нагріти деякий об'єм горючої суміші до температури, коли швидкість тепловиділення ініційованого нагрівом процесу окислення перевищує швидкість тепловідводу із зони реакції.

РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРОПЕЛЕРНОЇ ГІДРОТУРБИНИ МІКРОГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

5.1 Обґрунтування економічної ефективності використання пропелерної гідротурбіни мікрогідроелектростанції

Показники загальної економічної ефективності оцінюються на різних рівнях господарювання. Для госпрозрахункових об'єднань і підприємств, що фінансують проекти за рахунок власних коштів або банківських кредитів, основним показником ефективності є рентабельність капітальних вкладень, а саме прогнозовані інвестиції у спорудження ГЕС (див. табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Орієнтовні капіталовкладення у будівництво запроєктованої гідроелектростанції.

Показник		Рік реалізації
		2021
Загальна вартість сталі (грн)		50 000
Вартість виготовлення робочого колеса (грн)		70 000
Вартість монтажу робочого колеса (грн)		13 000
Вартість генератора (грн)	39,9 кВт	99 000
	110 кВт	130 649
Вартість гідротурбіни (грн)		770 000

Критерій ефективності капітальних вкладень визначається з рівняння:

$$E_{np} = \frac{\Delta\Pi}{K} \quad (5.1)$$

де $\Delta\Pi$ – збільшення прибутку, зумовлене капітальними вкладеннями; K – обсяг капітальних вкладень, що сприяють зростанню прибутку.

Обсяг електроенергії, яку за рік виробляє трилопатева гідротурбіна на електростанції потужністю 39,9 кВт, можна визначити за допомогою формули:

$$E_{річ} = P_{турб} \cdot \eta_{вик} \cdot T \quad (5.2)$$

де $P_{турб}$ – потужність гідротурбіни; η – коефіцієнт використання встановленої потужності гідротурбіни, $\eta = 0,8$. T – річний фонд часу роботи гідротурбіни, год (зазвичай 8760 год, якщо станція працює безперервно).

$$E_{річ} = 39,9 \cdot 0,8 \cdot 8760 = 279619 \text{ кВт} \cdot \text{год} .$$

Згідно з постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №525 від 31.03.2021 р., тариф на електричну енергію, становить 4,32 грн. за кВт·год.

Тоді прибуток при потужності 39,9 кВт, потрібно знати кілька параметрів, таких як тариф на електричну енергію, кількість годин роботи в рік, а також можливий коефіцієнт використання потужності.

Припустимо, що турбіна працює безперервно (8760 годин на рік), і тариф на електричну енергію складає 4,32 коп. за кВт·год.

Тоді прибуток можна розрахувати за такою формулою:

$$\text{Прибуток} = P \cdot T \cdot \eta \cdot \text{Тариф} \quad (5.3)$$

де $P=39,9$ кВт – потужність; $T=8760$ год – кількість годин на рік; $\eta=1$ – коефіцієнт використання потужності (якщо станція працює безперервно); Тариф = 385,66 коп. за кВт·год.

При потужності 39,9 кВт прибуток складе приблизно 1347974,26 гривень за рік, при умові безперервної роботи та використання тарифу 385,66 коп. за кВт·год.

Або

$$\Pi = E_{річ} \cdot 3,86 \quad (5.4)$$

$$\Pi = 279619 \cdot 3,86 = 1\,079\,329 \text{ грн}$$

Прибуток визначаємо за формулою:

$$\Delta\Pi = \Pi - K \quad (5.5)$$

$$\Delta\Pi = 1079329 - 783000 = 296329 \text{ грн}$$

Числові значення ефективності визначаємо за формулою:

$$E_{np} = \frac{296329}{783000} = 0,38.$$

Оскільки показник ефективності проєкту E_{np} перевищує нормативне значення 0,15, це свідчить про доцільність реалізації проєкту.

Термін окупності залежить від економічного ефекту, отриманого від впровадження проєкту, тому його можна розрахувати за наступною формулою:

$$T = \frac{K}{\Delta\Pi} = \frac{783000}{296477} = 2,6 \text{ роки або } 31 \text{ місяць}$$

Таким чином, при реалізації проєкту з використанням трилопатевого робочого колеса, капітальні вкладення складатимуть 783 000 грн, а чистий прибуток – 1 079 329 грн. Термін окупності складе 31 місяць, що еквівалентно приблизно 2,6 рокам.

ВИСНОВКИ І ПРОПОЗИЦІЇ

У літературному огляді проаналізовано можливості використання гідроенергетичного потенціалу малих річок України для виробництва електроенергії.

Результати моделювання роботи гідротурбіни показали, що оптимальний кут атаки досягається за певного нахилу робочих лопаток, а також відповідних значень швидкості потоку та тиску на лопаті.

Кути встановлення профілю на трьох основних перерізах гідротурбіни – периферійному, серединному та втулочному – були визначені розрахунковим шляхом, також був визначений кут скручування лопатей.

Розрахунки виявили, що швидкість обертання робочого колеса гідротурбіни залежить від кількості лопатей: зменшення їх числа призводить до збільшення швидкості.

Дослідження також підтвердило фінансову доцільність впровадження запропонованих робочих коліс для умов малих напорів. Запропоновані рішення дозволяють використовувати стандартні електрогенератори без необхідності в підвищувальних редукторах, що сприяє зменшенню загальних витрат на виготовлення та експлуатацію гідроагрегатів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Тарасенко М. Г., Зінь М. М., Підгайний Ю. Б. Переваги і проблеми кількісного розвитку малої гідроенергетики та шляхи їх розв'язання // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – 2014. – Вип. 2(85). – С. 31–40.
2. Тарасенко М. Г., Зінь М. М., Підгайний Ю. Б. Шляхи прискорення темпів розвитку малої гідроенергетики в Україні // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. – 2014. – Вип. 4(87). – С. 56–61.
3. Зінь М. М. Технічне й екологічне обґрунтування вибору типорозмірів гідротурбін для низьконапірних малих ГЕС // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2022. – № 4. – С. 94–101.
4. M. Zin, V. Koval, M. Tarasenko, I. Sysak. Creation and substantiation of the matrix for model series of tubular propeller turbines for small hydropower plants // Scientific Journal of TNTU. – Tern.: TNTU, 2023. – Vol 109. – No 1. – P. 24 – 32.
5. V. Koval, M. Zin, L. Kostyk, O. Buniak. Ensuring the energy efficiency of heat supply energy systems functioning by justifying the choice of glazing units for the external enclosing structures of buildings // Scientific Journal of TNTU. – Tern.: TNTU, 2023. – Vol 110. – No 2. – P. 57–67.
6. М. Тарасенко, К. Козак, О. Лукман, М. Зінь. Аналіз ефективності використання типових та не типових вітроенергетичних установок // Вісник Хмельницького національного університету. – 2023. – №2 (319). – С. 391–400.
7. Тарасенко М. Dependences of relative and absolute glazed area from configuration and common areas of window embrasure // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2018. – №1 (89). – С. 122-131.
8. Гідроенергетика [Електронний ресурс]: Мала гідроенергетика світу. – Режим доступу: <https://msd.in.ua/mala-gidroenergetika-svitu/>

9. Держенерго ефективності України [Електронний ресурс]: Гідроенергетика. Режим доступу: <http://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy/>.
10. Кудря С. О. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії – Київ, 2019. – 201 с.
11. НВИЗ [Електронний ресурс]: Гідроенергетика. Режим доступу: <http://www.bibliotekar.ru/alterEnergy/39.htm>
12. Цепенда М. М. Методичні особливості економіко-географічної оцінки гідроенергетичного потенціалу Середнього Придністров'я Наукові записки Вінницького державного педагогічного університету імені Михайла Коцюбинського. Серія: Географія - Вінниця, 2009. – Вип. 18. – С.211–219.
13. Малі річки України: Довід. / За ред. А.В.Яцика. – К.: Урожай, 1991. – 296 с.
14. Водні ресурси Тернопільської області [Електронний ресурс]: Гнилоп'ять. – Режим доступу: http://www.nature.org.ua/gitom/02_02.htm.
15. Природа України [Електронний ресурс]: Нормативно-правова база у сфері отримання дозволу на будівництво міні ЕЕС. – Режим доступу: <http://pryroda.in.ua/miniges/normatyvno-pravova-baza-u-sferi-otrymannya-dozvolu-na-budivnytstvo-mini-hes/>.
16. Асоціація біоенергетичних структур [Електронний ресурс]: Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні – Режим доступу: <http://abc.in.ua/wpcontent/uploads/2017/03/Rozvitok-VDE-v-Ukraini.pdf>.
17. НТУУ КПІ. Енергетика: економіка, технології, екологія. [Електронний ресурс] : [Веб-сайт]. – Науковий журнал № 1 (35) – 2014. – Режим доступу: http://energy.kpi.ua/files/2014/1_2014 (дата звернення 25. 05. 2023).