

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
ГІДРОАКУМУЛЮЮЧОЇ ЕНЕРГОУСТАНОВКИ
МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ**

Виконав студент VI курсу, групи ЕТм-61
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

_____ Стельмах С.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ Мовчан Л.Т.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри _____ Тарасенко М.Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент _____ Габрусєва І.Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2022

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота магістра містить пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка має 76 сторінок, __ аркушів формату А1 (слайдів), 27 ілюстрацій, 4 таблиць та 11 використаних першоджерел.

Об'єкт дослідження – процес гідроакумулювання електричної енергії.

Предмет дослідження – міні-ГАЕС для розподіленої генерації електроенергії від відновлювальних джерел енергії.

Метою кваліфікаційної роботи є: дослідження шляхів підвищення ефективності перетворення поступального руху води в оберտальній гідротурбіні та розробка проекту міні-гідроакумулюючої електростанції.

У роботі показано ефект від використання міні-гідроакумулюючої електростанції для регулювання графіка навантаження в локальній енергосистемі та розглянуто застосування найперспективніших з економічної точки зору в умовах України схемних рішень для модульних міні-гідроакумулюючих електростанцій. Проаналізовано застосування найбільш перспективних способів підвищення ефективності гідроагрегатів за допомогою технічних рішень із застосуванням біоміметики. Проведено відповідні розрахунки та імітаційне моделювання.

Ключові слова: ГІДРОАКУМУЛЮЮЧА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ,
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, АКУМУЛЮВАННЯ

ЗМІСТ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Проблема вибору найбільш економічно вигідного накопичувача енергії при сучасному розвитку технологій	9
1.2 Гідроакумуючі електростанції. Основні поняття	10
1.3 Історія розвитку ГАЕС	14
1.4 Сучасний стан ГАЕС малої потужності	15
1.5 Порівняння з аналогічними системами акумуляції	17
1.6 Висновки до розділу	18
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	20
2.1 Роль ГАЕС у згладжуванні навантажень	20
2.2 Принципова схема міні-ГАЕС	25
2.3 Башта та підземний басейн	26
2.4 Гідротурбін	29
2.5 Насосна установка	31
2.6 Трубопроводи та запірно-регулююча арматура	32
2.7 Принципова схема та розрахунок міні-ГАЕС баштового типу	34
2.8 Висновки до розділу	37
3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	39
3.1 Вибір та обґрунтування розрахункових параметрів міні- ГАЕС	39
3.2 Схеми та гідроагрегати модульних міні-ГАЕС	46
3.2.1 Вибір та обґрунтування схем модульних міні-ГАЕС	46
3.2.2 Параметри гідроагрегатів для модульних міні-ГАЕС	49
3.3 Дослідження шляхів підвищення ККД міні-ГАЕС за допомогою технічних рішень із застосуванням біоміметики	53

3.3.1 Вибір перспективних напрямів удосконалення	
гідроагрегатів.....	53
3.3.1.1 Використання ефекту Магнуса.....	53
3.3.1.2 Вінглети.....	56
3.3.1.3 Роздільні ребра	58
3.3.2 Моделювання роботи вдосконалених варіантів	
гідротурбін	60
3.4 Висновки до розділу	64
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ	
СИТУАЦІЯХ.....	66
4.1 Заходи безпеки при монтажі електроустановок	66
4.2 Допомога при ураженні електричним струмом в	
електроустановках напругою до 1000 В	68
4.3 Підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики у	
воєнний час	70
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	74
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	75

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток сучасних технологій розумних мереж електропостачання (Smartgrids) має на увазі широке використання малої розподіленої енергетики. Її технічною одиницею є енергосистеми, які можуть підключатися до глобальної мережі або бути ізольованими енергетичними «островами» і, в загальному випадку, можуть бути представлені різним поєднанням генеруючих, мережевих об'єктів та іншого обладнання. Застосування в локальних електроенергетичних системах переважно відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як енергія вітру та сонця, створює проблему їх ефективного використання.

Природна вимога ефективного використання джерел енергії в електроенергетичних системах, входить у протиріччя з вимогою стійкості електромережі, що передбачає забезпечення стабільності якості електроенергії (стабільності параметрів струму) і балансу потужностей генерованих і споживаних, тобто надійності мережі.

Застосування в локальних електроенергетичних системах переважно ВДЕ, таких як енергія вітру і сонця, є актуальною світовою тенденцією, обґрунтованою зручністю, широкою поширеністю і умовною «безкоштовністю» відновлюваних енергоресурсів. Тим самим, таке застосування створює проблему їх ефективного використання, обумовлену природною нестабільністю наявної потужності джерел енергії в добовому та сезонному циклах, а також нестабільністю споживання енергії.

Проблема балансування мережі за потужностями в глобальній мережі з великою кількістю генераторів електроенергії регулярно вирішується за рахунок зниження ефективності використання джерел шляхом виведення деякої частини генераторів у так званий мобільний резерв, який використовується в періоди збільшення навантаження в мережі вище мінімальної. Очевидно, що в автономних мережах такий шлях вирішення цієї проблеми значно обмежений через обмежену кількість генераторів.

Альтернативним шляхом вирішення зазначеної проблеми, що забезпечує і балансування мережі за потужностями, і підвищення ефективності використання джерел енергії, є включення в мережу буферних накопичувачів енергії. Одними з них є міні-гідроакumuлюючі системи.

Метою кваліфікаційної роботи є: дослідження шляхів підвищення ефективності перетворення поступального руху води в обертальній гідротурбіні та розробка проекту міні-гідроакumuлюючої електростанції.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Виконати аналіз літературних джерел за темою кваліфікаційної роботи.
2. Проаналізувати схемні рішення для модульних міні-ГАЕС.
3. Запропонувати та розрахувати конструкцію міні –ГАЕС.
4. Проаналізувати особливості конструкції та запропонувати із застосуванням біоміметики варіанти способів підвищення ефективності гідроагрегатів.

Об'єкт дослідження – процес гідроакumuлювання електричної енергії .

Предмет дослідження – міні-ГАЕС для розподіленої генерації електроенергії від відновлювальних джерел енергії.

Наукова новизна отриманих результатів.

Дістало подальший розвиток аналіз та впровадження шляхів підвищення ефективності роботи системи акumuлювання електричної енергії на основі її перетворення у потенціальну енергії робочого тіла (води) шляхом вдосконалення конструкції гідравлічної турбіни.

Практичне значення отриманих результатів.

На основі проведеного аналізу способів підвищення ефективності роботи гідравлічної турбіни із застосуванням біоміметики виділено та розраховано коефіцієнт корисної дії шести варіантів, які запропоновано для практичної реалізації.

Апробація. Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на XI Міжнародна науково-технічній конференція молодих

учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій», 7-8 грудня 2022 року. ТНТУ [1].

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків та переліку посилань (11 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 76 сторінок, 4 таблиць, 27 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Проблема вибору найбільш економічно вигідного накопичувача енергії при сучасному розвитку технологій

Дослідження, виконані вченими університетів США [2] показали, що для електроенергетичних систем з переважним використанням традиційних і відновлюваних джерел енергії найбільш вигідним накопичувачем енергії за критерієм "загальної енергетичної вартості" (відношення накопиченої енергії до капіталовкладень) є ГАЕС.

У всьому світі сьогодні функціонує велика кількість ГАЕС. Лише у країнах ЄС їх налічується близько 170. Середня потужність однієї ГАЕС становить близько 300 МВт, тобто, практично всі існуючі ГАЕС належать до великих станцій. Однак потужна ГАЕС має два істотних недоліки: висока частка первинних капіталовкладень у будівництво та облаштування інфраструктури і високе екологічне навантаження на навколишнє середовище. Міні-ГАЕС, маючи значно меншу потужність, очікувано повинні вимагати і значно менші капіталовкладення, що нівелює перший зазначений недолік ГАЕС.

Можливість акумуляції великих запасів електроенергії є питанням давньої потреби людства. На даний момент розроблено безліч технологій накопичення енергії, кожна з яких має свої особливості та сферу застосування. Основними параметрами їх економічного порівняння є вартість капіталовкладень, вартість обслуговування, ККД, енергетична щільність та число циклів між обслуговуванням.

Конденсатори та котушки мають найбільший ККД, але й найвищі питомі капіталовкладення. Їх найменший час зарядки-розрядки і тривалий життєвий цикл роблять їх застосовними у сферах, де необхідні часті та швидкі цикли накопичення енергії.

Акумуляторні батареї ефективні в багатьох сферах середніх ємностей, зокрема в побуті та сфері транспорту, як накопичувач на невеликий період часу [3,4,5,6]. Добре відомі свинцеві батареї поступово витісняються на ринку літій-іонними (*Li-Ion*) акумуляторами. Питання їх повторного використання життєво необхідне для сфер побутової електроніки та транспорту, оскільки багаторазово скорочує вартість та необхідність у сировині.

ГАЕС є єдиною поширеною та загальновизнаною технологією у сфері великих об'ємів накопичуваної енергії з хорошим ККД, прийнятними капіталовкладеннями та регульованим часом зарядки-розрядки. Однак, перешкодою перед їх новим будівництвом як правило є громадська думка, яка не бажає віддавати мальовничі озера та екологічну безпеку на догоду енергетичній необхідності.

Акумулятори хімічної енергії (H_2 , *Power-to-Gas* – водяні електролітичні перетворювачі) є безперечним майбутнім у сфері енергопостачання. Їх енергетична щільність і ємність є найбільшими порівняно з іншими накопичувачами. Найбільшу користь вони принесуть у поєднанні з підземними сховищами газу. Проте капіталовкладення є також найбільшими. Технологія є перспективною і залишиться такою ще десятиліття.

Теплоакумулятори, пневмоакумулятори, паливні елементи та ряд інших накопичувачів енергії застосовуються для невеликих потужностей та ємностей.

1.2 Гідроакumuлюючі електростанції. Основні поняття

Гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) – найстаріший тип енергетичних установок, призначених для роботи в змінній частині графіка навантаження. Вони експлуатуються з кінця XIX ст. Сумарна встановлена потужність ГАЕС у світі дорівнює 130-150 ГВт .

Принцип роботи ГАЕС: є два резервуари з водою (верхній та нижній б'єф), розташовані один від одного на висоті від кількох метрів до кількох сотень метрів (рис.1.1). У період проходження провалу споживання

електроенергії насосна установка ГАЕС перекачує воду з нижнього б'єфу у верхній. Таким чином, споживається зайва електроенергія і відбувається заряд ГАЕС як масивного електроакумулятора. Під час проходження максимуму навантаження ГАЕС працює як звичайна гідроелектростанція [7].

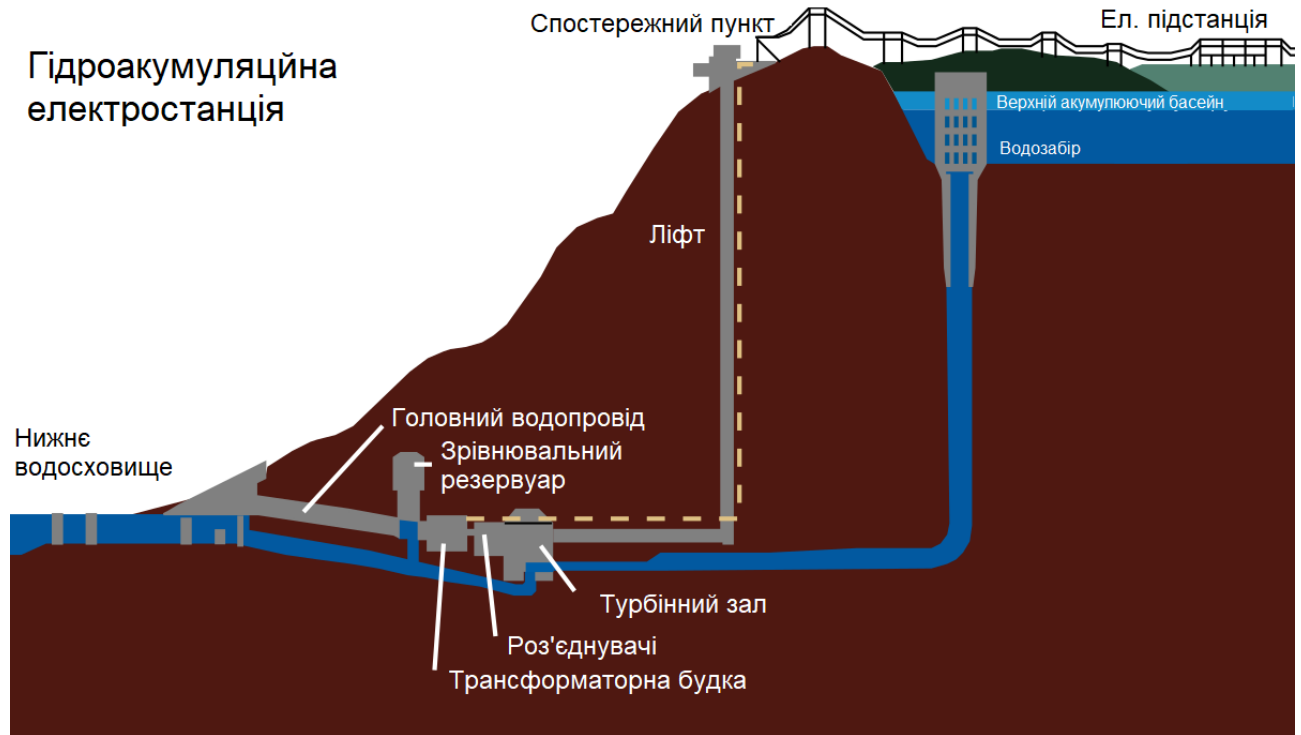


Рисунок 1.1 – Принцип дії класичної великої ГАЕС

Основним недоліком великих ГАЕС є специфічні вимоги до ділянки як географічної висоти, так і наявності водойм. Тому підходящі ділянки, в більшості випадків, будуть перебувати в горбистих або гористих районах і найчастіше в районах з винятковою природною красою. Тому існують також соціальні та екологічні проблеми, які стоять на шляху їхнього будівництва. Багато нещодавно запропонованих проєктів, принаймні в США, навмисно обрані в похмурих районах, а деякі пропонують скористатися перевагами таких місць, як занедбані шахти або вироблені родовища.

Гідротехнічні споруди ГАЕС складаються з двох басейнів, розташованих на різних рівнях, і сполучного трубопроводу. Гідроагрегати, встановлені в будівлі ГАЕС у нижнього б'єфу, можуть бути:

- чотиримашинними, з двигуном та насосом на одному валу та гідротурбіною та генератором на іншому;
- тримашинними, що складаються із з'єднаних на одному валу оборотної електричної машини (двигун-генератор), гідротурбіни і насоса;
- двомашинними, оборотна електромашина та оборотна гідромашина, яка в залежності від напрямку обертання може працювати як насос або як турбіна.

Наприкінці 60-х років 20 століття на нововведених ГАЕС великої потужності стали встановлювати економічніші двомашинні агрегати [7].

Електроенергія, що виробляється недовантаженими електростанціями енергосистеми (в основному в нічний час доби), використовується ГАЕС для перекачування насосами води з нижнього водоймища у верхній басейн, що акумулює. У періоди піків навантаження вода з верхнього басейну по трубопроводу підводиться до гідроагрегатів ГАЕС, включених на роботу в турбінному режимі; вироблена при цьому електроенергія віддається в мережу енергосистеми, а вода накопичується в нижньому водоймищі. Кількість акумульованої електроенергії визначається ємністю басейнів і робочим напором ГАЕС. Верхній басейн ГАЕС може бути штучним (став, басейн, вежа) або природним (озеро, водосховище); нижнім басейном здебільшого служить водоймище, що утворилося внаслідок перекриття річки греблею, а у разі міні-ГАЕС – басейн або каскад баків. Одна з переваг ГАЕС полягає в тому, що вони не схильні до впливу сезонних коливань стоку. Гідроагрегати ГАЕС залежно від висоти напору обладнуються поворотно-лопатевими, діагональними, радіально-осьовими та ковшовими гідротурбінами. Час пуску та зміни режимів роботи ГАЕС вимірюється кількома хвилинами, що зумовлює їх високу експлуатаційну маневреність. Регульовальний діапазон ГАЕС, із самого принципу її роботи, близький до дворазової встановленої потужності, що є одним з основних її переваг.

Здатність ГАЕС покривати піки навантаження і підвищувати попит на електроенергію в нічний час доби робить їх дієвим засобом для вирівнювання

режиму роботи енергосистеми – великих паротурбінних енергоблоків, АЕС, і, найбільш актуально: жодна велика сонячна електростанція (рис. 1.2) не зможе обійтися без акумулюючого рішення. ГАЕС можуть бути з добовим, тижневим та сезонним повними циклами регулювання. Найбільш ефективні потужні ГАЕС із напором у кілька сотень метрів, споруджені на скелястій основі. Загальний ККД ГАЕС в оптимальних розрахункових умовах роботи наближається до 0,8 [8], в окремих випадках до 87 %; у реальних умовах середнє значення ККД з урахуванням втрат у електричній мережі вкладається у 0,66 [7]. ККД міні-ГАЕС поступається показникам своїх великих побратимів і становить у кращому разі 0,65-0,7. Причиною є менш значний напір порівняно з великими ГАЕС, а також необхідності застосовувати роздільний насос і турбоагрегат. Недоцільність застосування оборотних гідромашин обумовлена їх складністю виробництва і великою вартістю, що не відповідає вимогам міні-ГАЕС.



Рисунок 1.2 – Сонячна ЕС Agua Caliente Solar Project в Арізоні, США
290 МВт, 971 Га, кап. Витрати \$1,8 млрд, персонал 16 осіб, 2011

При будівництві великих ГАЕС використовують гірські райони, які зазвичай значно віддалені від центрів навантаження, що призводить до великих витрат на введення нових ЛЕП. Для розширення можливості вибору майданчиків для будівництва ГАЕС використовують схеми, де нижнім

резервуаром є море. Однак у цьому випадку необхідні спеціальні заходи щодо захисту обладнання від корозії.

1.3 Історія розвитку ГАЕС

Перша ГАЕС потужністю близько 100 кВт була побудована у Швейцарії 1882 р. У передвоєнному 1939 р. у світі експлуатувалося всього 40 ГАЕС. За кордоном будівництво ГАЕС стало здійснюватися особливо інтенсивно наприкінці 1960-х – 1980-х роках. У 1970 р. у 29 країнах світу діяло близько 150 ГАЕС сумарною потужністю понад 15 млн. кВт.

При сучасному рівні розвитку технологій ГАЕС є найбільш ємними акумуляторами електричної енергії. Згідно з Базою даних глобальних енергетичних запасів при міністерстві енергетики США, понад 95 % усієї накопиченої електроенергії у світі припадає на частку ГАЕС, із сумарною ємністю понад 184 ГВт, 25 ГВт з яких знаходяться на території США.

Найбільш інтенсивно здійснюється будівництво ГАЕС у США та Японії, де встановлена потужність становить відповідно до 25 і 16 ГВт [7]. В Італії встановлена потужність ГАЕС становитиме близько 9 ГВт, а у Великобританії та у Франції приблизно по 6 ГВт. Найбільше збудовано ГАЕС у ФРН (понад 60) де їх встановлена потужність наближається до 12 млн. кВт. Навіть у таких невеликих і порівняно багатих на гідроресурси країнах, як Швейцарія та Австрія, потужність ГАЕС перевищує 2 млн. кВт.

Широкий діапазон напорів, при яких у 80-90-х роках будувалися ГАЕС (приблизно від 20 до 1400 м), зумовлює необхідність застосування різних схем агрегатів і гідромашин. При високих напорах і великій різниці їх у турбінному і насосному режимах застосовується роздільна установка двох пар машин: ковшової або радіально-осьової турбіни з генератором і багатоступінчастого насоса з електродвигуном. Цю схему іноді називають чотиримашинною. Тримашинна схема також застосовується при високих напорах, але при ній гідротурбіну, двигун-генератор і багатоступінчастий насос встановлюють на

загальному валу. Обидві схеми застосовуються при встановленні ковшових і радіальноосьових турбін як з вертикальним, так і з горизонтальним валом.

Радіально-осьові турбіни можна застосовувати при напорах більше 650 м. Наприклад, на ГАЕС Росхаг в Австрії встановлені вертикальні тримашинні агрегати з рекордним для РВ турбін напором 672 м. При менших напорах використовуються оборотні вертикальні агрегати, тобто насоси-турбіни, встановлені на загальному валу з двигуном-генератором (так звана двомашинна схема).

Доцільність збільшення встановленої потужності ГАЕС привело до того, що за кордоном потужність оборотних гідроагрегатів 200-300 МВт стала звичайною. На ряді ГАЕС встановлені агрегати більшої потужності, а у США будуються ГАЕС, у яких планується встановити агрегати потужністю по 350—450 МВт.

1.4 Сучасний стан ГАЕС малої потужності

Станом на 2022 рік ГАЕС потужністю менше 100 кВт є екзотикою. Проводяться наукові дослідження, в яких вчені намагаються підібрати обладнання та сферу застосування для таких машин. Одна з них [9] присвячена міні-ГАЕС, які пропонується впроваджувати при будівництві будівель. Каскади з баків води пропонується розміщувати у підвалі та на дахах (рис. 1.3) будівель. Таким чином, будівля з інтегрованою ГАЕС буде самостійним акумулятором електроенергії. Відповідно до роботи [9], даний проект життєздатний, але зможе досягти рентабельності у разі використання вже існуючих ємностей нижнього б'єфу, наприклад, ставків біля підніжжя будівлі.

Однією з країн, яка просунулася значно більше за інших у напрямку міні-ГАЕС потужностями 100 кВт – 1 МВт, є Швейцарія. Гориста територія з великими перепадами висот добре підходить для ГАЕС мінімальної потужності, і до 2012 року країна мала такі станції сумарною потужністю

15 МВт. В даний час у Швейцарії створюється законодавча база для значного збільшення кількості міні-ГАЕС до сумарних потужностей в 70-150 МВт [8].

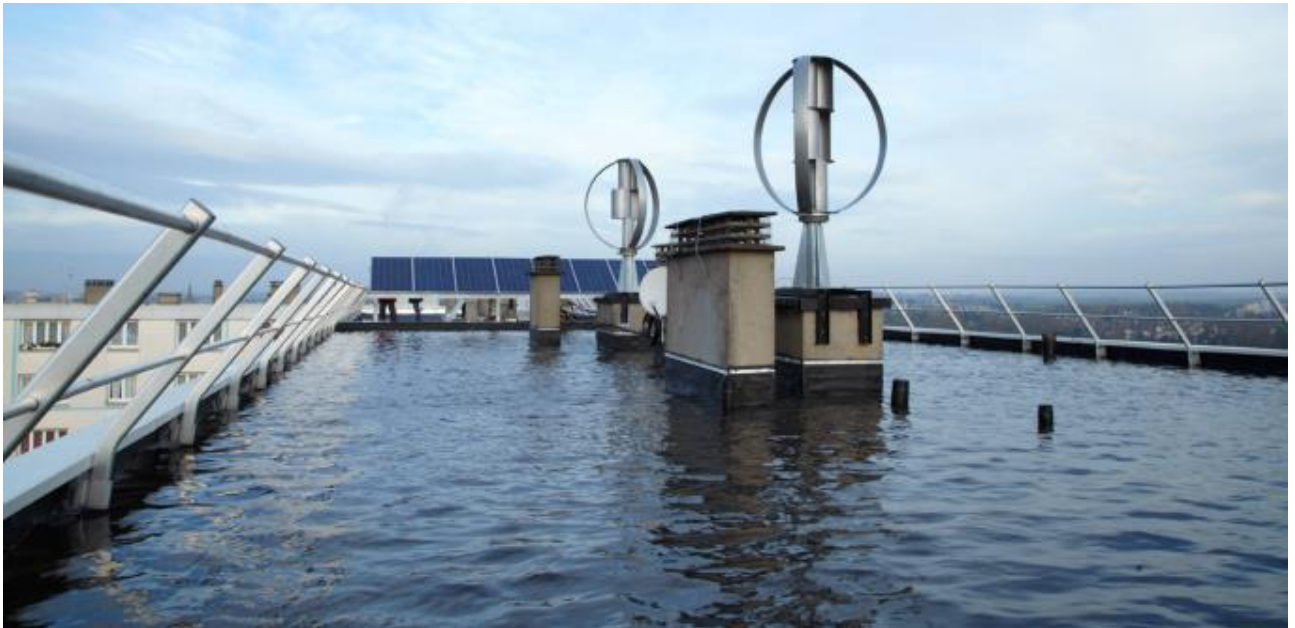


Рисунок 1.3 – Верхній басейн будівлі ГАЕС [13]

У ряді країн приділяється увага наступному способу будівництва ГАЕС: верхній резервуар знаходиться на поверхні землі, а в якості нижнього використовуються глибоко розташовані підземні порожнини. Сама станція міститься поблизу нижнього резервуара і пов'язана з верхнім за допомогою вертикальних водоводів, і з поверхнею землі — спеціальними шахтними стволами. Дослідження таких станцій проводиться у США, Канаді, Великобританії.

Технології ГАЕС великої потужності поширені і відпрацьовані. Створення ГАЕС малої потужності є закономірним кроком у розвитку технології акумуляції великих потужностей електроенергії. Ця галузь є перспективною і відкриває великі можливості для поширення екологічно чистої енергетики в найвіддаленіших регіонах. Дослідження в даному напрямку ведуться в багатьох країнах світу, а у Швейцарії з 2012 року вже розробляється законодавча база для їх впровадження.

1.5 Порівняння з аналогічними системами акумуляції

Графік навантаження електроенергетичної системи (ЕЕС) є сумою безлічі графіків навантаження окремих електроприймачів, тому його вирівнювання можна здійснювати за допомогою споживачів-регуляторів (СР). Усі СР можуть бути умовно поділені на дві групи. До першої групи можна віднести СР, які поєднують у собі функцію виробництва та споживання електроенергії, тобто в залежності від поточних умов можуть виконувати функцію і постачальника, і споживача електроенергії. Другу групу складають СР, які за рахунок коригування технологічного графіка роботи мають можливість обмежувати своє електроспоживання переносом електричних навантажень у зони доби, що відповідають мінімуму навантаження енергосистеми.

До першої групи СР відносять, перш за все, різні акумулюючі електроустановки (АЕУ): акумулятори для накопичення електроенергії, гібридні транспортні засоби з можливістю підключення до електричної мережі (plug-in hybrid electric vehicle – PHEV) [9], а також ГАЕС. Головна перевага таких електроустановок полягає у споживанні електроенергії в години мінімального навантаження (нічних мінімумів) енергосистеми і віддача накопиченої електроенергії в години пікових навантажень. За рахунок цього в рамках добового графіка навантаження досягається зменшення нічного провалу, знижується нерівномірність графіка та відпадає необхідність розвантаження або переведення в режим холостого ходу (або близький до нього) великих блоків ТЕС у нічний час. А в години максимального навантаження енергосистеми АЕУ здатні забезпечити високо-маневрену генерацію, що також сприяє підвищенню стійкості ЕЕС.

Серед електроустановок, що акумулюють енергію, особливо слід відзначити ГАЕС, які, на відміну від інших станцій, мають подвійний регулюючий ефект. Це означає, що майже одна й та сама встановлена потужність в одному випадку використовується для компенсації нічного провалу добового графіка навантаження (під час роботи у режимі зарядки), а в

іншому – для покриття піків (у режимі видачі потужності в енергетичну систему). Тому електростанції такого типу є одним із найефективніших інструментів вирівнювання та покриття добового графіку навантаження в енергосистемах.

Міні-ГАЕС – екологічна, відпрацьована і єдина на сьогоднішній день технологія зберігання великих об'ємів енергії при прийнятних витратах з порівняно високим ККД, оптимальна для енергопостачання.

Свинцево-кислотний акумулятор буває з рідким електролітом, гелевим електролітом або з абсорбуючим скловолокном (AGM). Відпрацьована технологія з відсутністю ефекту пам'яті та мінімальним саморозрядом, але з низькою щільністю енергії. Оптимальна для завдань транспорту, побутових та комп'ютерних систем.

Літєвий акумулятор, як Li-Ion, так і Li-Pol – відпрацьована технологія, що постійно дешевшає, з високою щільністю енергії. Оптимальна для масової побутової електроніки та електромобілів.

Термоакумулятор (паровий, водяний, фазового переходу) – екологічна, енергоємна та найдешевша технологія акумуляції енергії на 1 кВт·год у тепловій формі. Оптимальна для систем теплопостачання.

Конденсатор (електролітичний/суперконденсатор) має найвищий ККД, але найбільші питомі капіталовкладення. Оптимальний для завдань із великою кількістю коротких циклів.

Воднево-електролізний акумулятор (Power-to-Gas, P₂G) – дослідна технологія з досі неперевершеними енергетичною щільністю та енергоємністю. У майбутньому, безсумнівно, стане повноправною частиною енергетичного комплексу.

1.6 Висновки до розділу

1. ГАЕС є єдиною поширеною та загально визнаною технологією у сфері великих об'ємів накопичуваної енергії з хорошим ККД, прийнятними капіталовкладеннями та регульованим часом зарядки-розрядки.

2. ГАЕС здатні покривати піки навантаження і підвищувати попит на електроенергію в нічний час доби робить їх дієвим засобом для вирівнювання режиму роботи енергосистеми – великих паротурбінних енергоблоків.

3. ГАЕС на відміну від інших станцій, мають подвійний регулюючий ефект. Це означає, що майже одна й та сама встановлена потужність в одному випадку використовується для компенсації нічного провалу добового графіка навантаження (під час роботи у режимі зарядки), а в іншому – для покриття піків.

4. Загальний ККД ГАЕС в оптимальних розрахункових умовах роботи наближається до 0,8, в окремих випадках до 87 %; у реальних умовах середнє значення ККД з урахуванням втрат у електричній мережі вбирається у 0,66. ККД міні-ГАЕС наближається до 0,65-0,7. Причиною цьому є менший напір порівняно з великими ГАЕС.

5. Міні-ГАЕС – екологічна, відпрацьована і найбільш ефективна на сьогоднішній день технологія зберігання великих об'ємів енергії при прийнятних витратах з порівняно високим ККД, оптимальна для енергопостачання.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Роль ГАЕС у згладжуванні навантажень

Сучасні міні-ГАЕС мають автоматичні пристрої, що підключають до них баластне навантаження, щоб при зменшенні електричного навантаження частота обертання агрегатів не перевищувала допустиму величину. Міні-ГАЕС працюють безперервно протягом доби та практично до 20 годин на навантаження ЕЕС.

Покажемо ефект від використання міні-ГАЕС для регулювання графіка навантаження у локальній ЕЕС. Розглянемо два графіки навантаження для локальної ЕЕС: без здійснення регулювання електроспоживання в даній ЕЕС та з здійсненням регулювання електроспоживання за допомогою установки в дану ЕЕС міні-ГАЕС (рис.1.1). Слід зазначити, що режим електроспоживання у другому випадку має більш рівномірний характер, ніж у першому. Коефіцієнт нерівномірності, що представляє собою відношення мінімальної потужності P_{min} до максимальної P_{max} , у першому випадку більший, ніж у другому, оскільки за графіками $P_{min1} > P_{min2}$, а $P_{max1} < P_{max2}$. При цьому в обох випадках від джерела споживачам передається однакова кількість електроенергії W .

Максимальна потужність, що передається від джерела до споживача електричної мережі, P_{max} , кВт, визначається за формулою

$$P_{max} = \sqrt{3UI_{max} \cos\varphi}, \quad (2.1)$$

де U – робоча напруга живильної електроенергетичної мережі, кВ,

I_{max} – максимальне значення струму в елементах мережі, А,

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

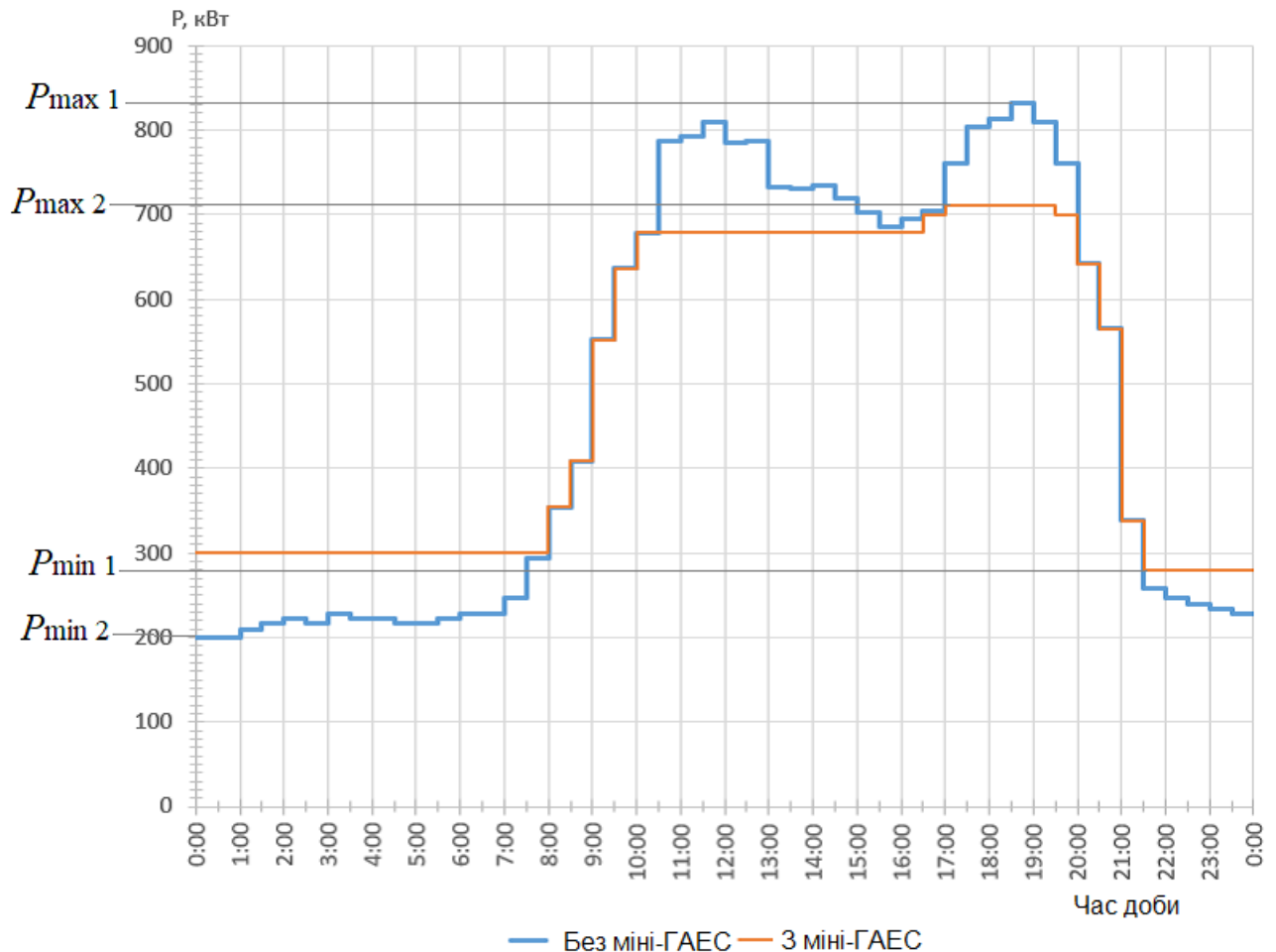


Рисунок 2.1 – Графіки навантаження без регулювання та з регулюванням електроспоживання за допомогою міні-ГАЕС

Відомо, що площа під графіком навантаження чисельно дорівнює спожитій електроенергії W за аналізований період часу. Електричний струм, протікаючи проводами ліній електропередач і обмоткам трансформаторів, викликає в них втрати енергії. Якби струм у проводах протягом розглянутого періоду часу не змінювався і дорівнював би максимальному струму навантаження I_{max} , то втрати енергії ΔW були б рівні виробленню втрат потужності при максимальному навантаженні ΔP_{max} на кількість годин роботи лінії. Насправді ж струм у проводах змінюється залежно від режиму роботи споживачів, тому для розрахунку втрат енергії розраховуються параметри, пов'язані з передачею потужності та енергії в електричних мережах. Одним з таких параметрів є кількість годин використання максимуму навантаження T_{max} за аналізований період. Це час, за який через електричну мережу, що працює з

максимальним навантаженням, передавалася б така ж кількість електроенергії, яка передається через неї за дійсним графіком навантаження протягом аналізованого періоду часу, як правило, рік:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{зод}}}{P_{\max}} . \quad (2.2)$$

Для даного випадку, як зазначалося раніше, $P_{\max 1} > P_{\max 2}$, тоді згідно з (2.2) при незмінній кількості передається електроенергії W і незмінному значенні напруги в мережі і коефіцієнта навантаження справедливе наступне співвідношення:

$$T_{\max 1} < T_{\max 2} .$$

Вирівнювання графіка навантаження призводить до зниження величини максимальної потужності, що, у свою чергу, призводить до збільшення числа годин використання максимуму навантаження.

Інший параметр, що характеризує втрати електроенергії, це час максимальних втрат за період часу, що розглядається. Це умовний час, протягом якого максимальний струм навантаження створив у електричній мережі втрати енергії рівні дійсним втратам за аналізований період, зазвичай, рік. Час максимальних втрат τ_{\max} пов'язаний із числом годин використання максимального навантаження T_{\max}

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 . \quad (2.3)$$

Втрати електроенергії в електричній мережі визначаються величиною максимальних втрат потужності ΔP_{\max} та часом максимальних втрат τ_{\max}

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau_{\max} . \quad (2.4)$$

Величину максимальних втрат потужності ΔP_{max} у мережі визначає величина максимального струму навантаження I_{max}

$$\Delta P_{max} = I_{max}^2 R. \quad (2.5)$$

або з урахуванням (2.3) – величина максимальної потужності

$$\Delta P_{max} = \frac{P_{max}^2}{3U^2 \cos^2 \varphi} R. \quad (2.6)$$

Тоді відповідно до (2.4), (2.3) та (2.6) формула для розрахунку втрат електроенергії в електричній мережі має вигляд (2.7).

$$\Delta W = \frac{P_{max}^2}{3U^2 \cos^2 \varphi} R \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.7)$$

Виразивши з (2.2) P_{max} і підставивши його в (2.7), отримаємо:

$$\Delta W = \frac{1}{T_{max}^2} \frac{W_{zod}^2}{3U^2 \cos^2 \varphi} R \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.8)$$

Тоді при незмінних параметрах мережі та коефіцієнті потужності навантаження, а також незмінній кількості електроенергії, що передається, за аналізований період часу:

$$\Delta W \sim \frac{1}{T_{max}^2} \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760.$$

Графічно залежність втрат електроенергії від числа годин використання максимуму навантаження представлена на рис. 1.2.

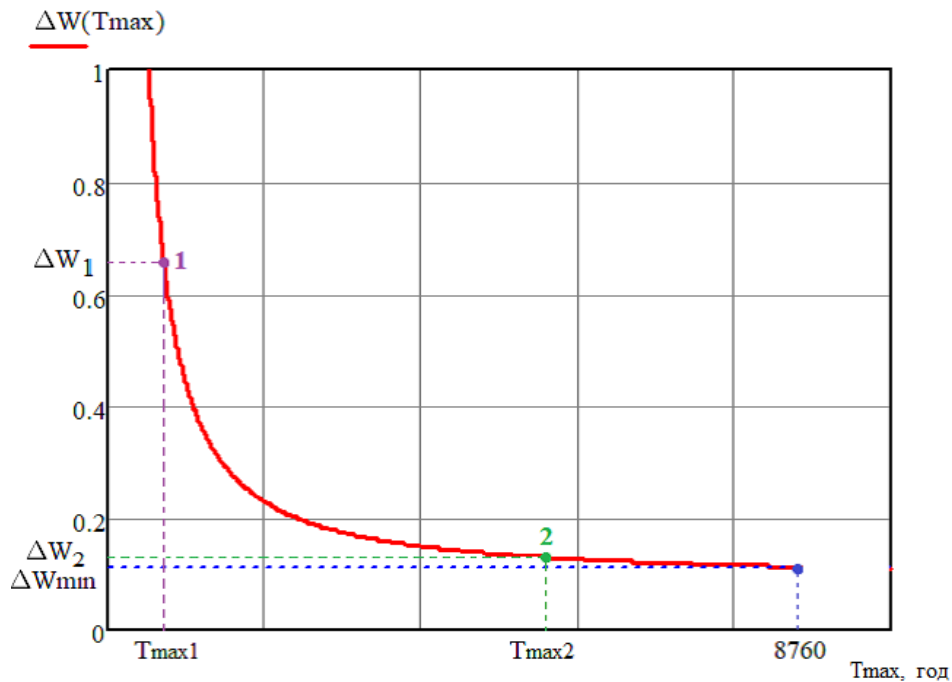


Рисунок 2.2 – Залежність втрат електроенергії ΔW від числа годин використання максимуму навантаження T_{max}

Чим більше T_{max} або чим рівномірніший графік навантаження, тим менша величина втрат електроенергії ΔW в мережі за аналізований період часу, а мінімальні досяжні втрати електроенергії відповідають графіку навантаження при $T_{max} = 8760$ – кількість годин на рік. У разі відсутності регулювання електроспоживання у локальній ЕЕС, вона функціонує з T_{max1} , якому відповідають втрати електроенергії ΔW_1 (крапка 1 на графіку). Встановлення в цю ЕЕС міні-ГАЕС сприяє вирівнюванню графіка навантаження та збільшення T_{max} до T_{max2} , а отже, зниження втрат електроенергії до рівня ΔW_2 (крапка 2 на графіку). Очевидно, що $\Delta W_2 \ll \Delta W_1$.

Таким чином, застосування міні-ГАЕС як акумуляторів електричної енергії дозволяє одночасно вирішити два завдання за допомогою вирівнювання графіка навантажень:

- 1) скоротити резерв потужностей генерації, знижуючи таким чином собівартість вироблення електроенергії;
- 2) зменшити втрати на передачу електроенергії кінцевим споживачам, обмежуючи складову вартості втрат у тарифі.

2.2 Принципова схема міні-ГАЕС

Основними елементами ГАЕС є два резервуари з водою (верхній та нижній б'єфу), розташовані один від одного на висоті від кількох метрів (рис.2.3) до кількох сотень метрів. У період проходження провалу споживання електроенергії насосна установка ГАЕС перекачує воду з нижнього б'єфу до верхнього. Таким чином споживається зайва електроенергія і відбувається заряд ГАЕС як масивного електроакумулятора. Під час проходження максимуму навантаження ГАЕС працює як звичайна гідроелектростанція.

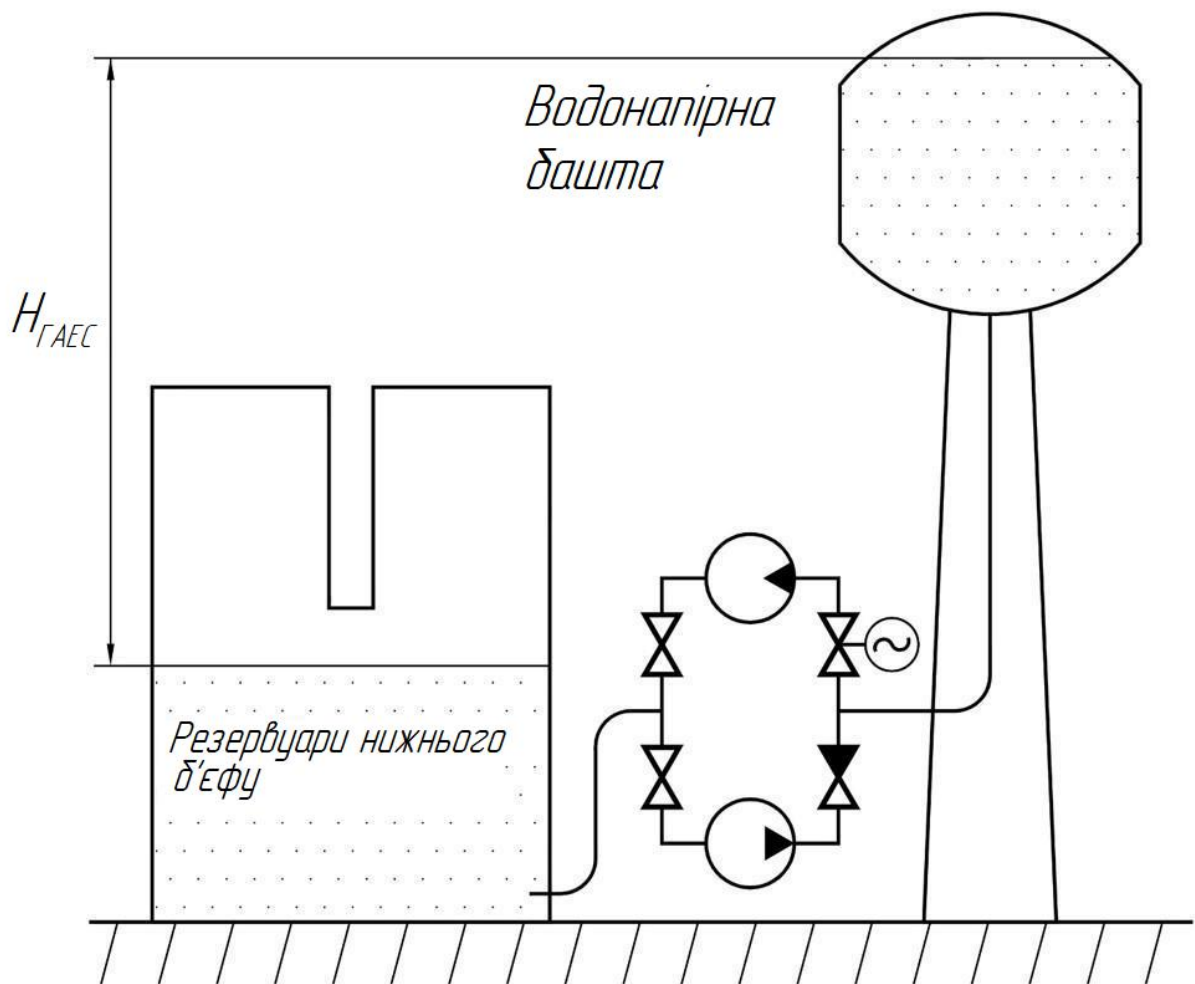


Рисунок 2.3 – Принципова схема міні-ГАЕС баштового типу

2.3 Башта та підземний басейн баштової мігі-ГАЕС

Для верхнього бака доцільно використовувати конструкційні особливості водонапірної вежі системи Рожновського, що зарекомендували себе багаторічною практикою. Уніфіковані сталеві водонапірні башти системи Рожновського виготовляються з ємністю баків 10, 15, 20, 25, 50, 160 м³ та циліндричними опорами висотою 10, 12, 15, 18, 25 м, що заповнюються додатковими запасами води. Баки різної ємності мають уніфікований діаметр – 3020 мм, де 4-5 мм – товщина сталевих стін.

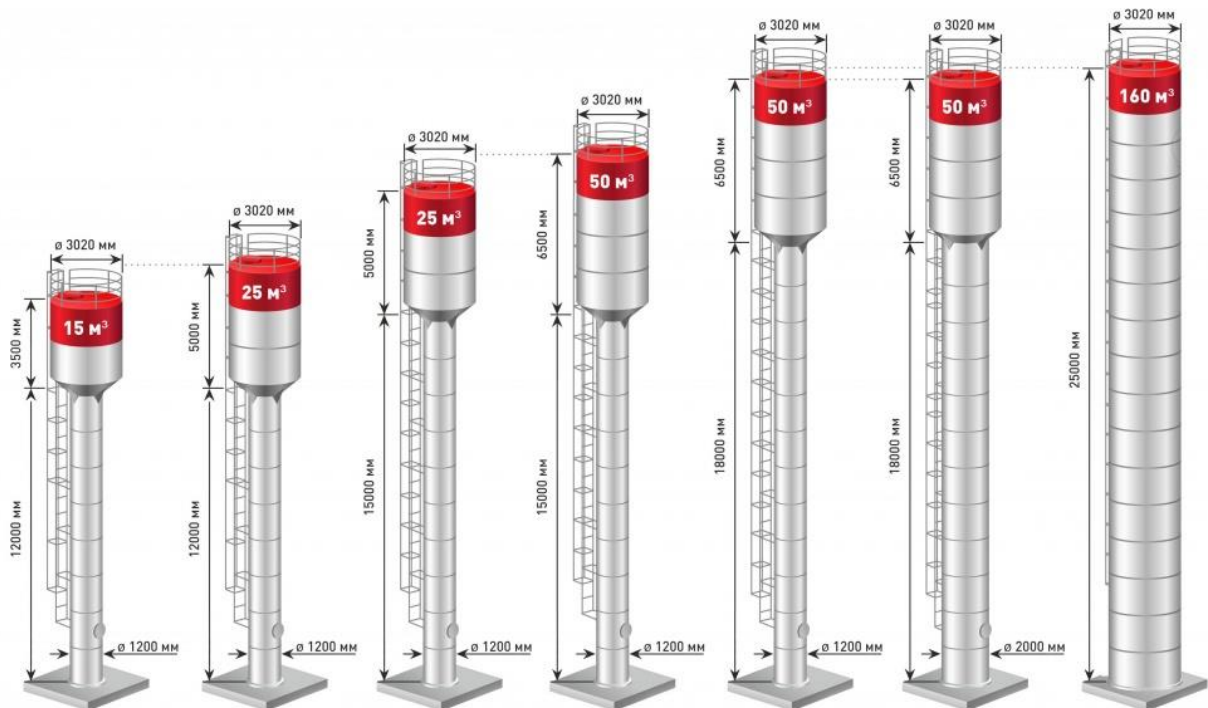
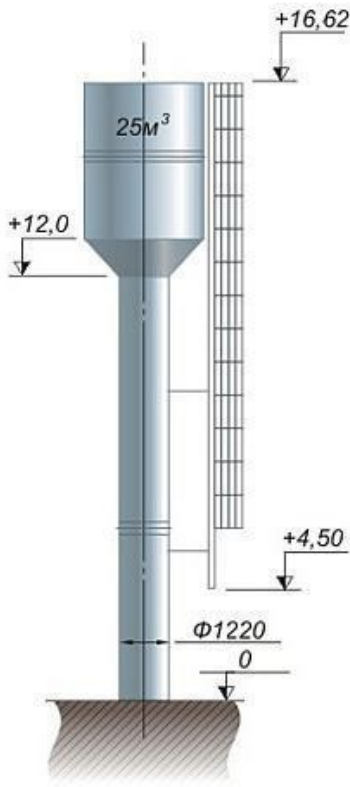


Рисунок 2.4 – Зовнішній вигляд водонапірної вежі системи Рожновського

Для нижнього бака передбачається підземний резервуар 30 м³, Розташований на глибині 2 м під землею з метою збільшення водяного напору. Резервуар повинен мати більшу ємність, ніж водонапірна вежа, з метою запобігання обмерзанню конструкції в зимовий період. Пропонується використовувати пластикову підземну ємність об'ємом 30 м³.

Таблиця 2.1 – Параметри водонапірної башти ВБР-25

Розрахункова ємність бака, м ³	25 м ³	
Глибина бака, м	5	
Глибина води в баку при заповненні на 25 м ³ , м	3.32	
Діаметр бака, мм	2400	
Діаметр опори, мм	1220	
Висота опори, м	12	
Висота загальна, м	17	
Маса суха, кг	4200	
Ду внутрішніх труб, мм	102	
Товщина стінок, мм	4	
Матеріал вежі	Ст3Сп	

Перевага поліпропілену для підземної ємності – довговічність.

- стійкість до агресивних середовищ ґрунту та рідини, що зберігається;
- стійкість до корозії;
- виробники гарантують термін служби 50 років і більше, тоді як у сталевих цей параметр складає 10 років.

Таблиця 2.2 – Параметри підземного резервуару aleplast 30

Розрахункова ємність бака, м ³	30 м ³	
Надлишковий тиск, МПа	<0,07	
Довжина резервуару, мм	7400	
Висота резервуару з опорами, мм	2500	
Внутрішній діаметр, мм	2300	
Маса суха, кг	971	
Матеріал	Поліпропілен, 8 мм	

В разі потреби можна і обійтися дешевшим сталевим варіантом. На ринку їх безліч. Для даного випадку підходить РГС-30-4, виготовляється відповідно до вибраних за типорозміром різьбових відводів. Їх основне призначення – протипожежні системи на виробництві і муніципальних майданчиках, другорядне – дренажні системи відведення стічних вод.

Таблиця 2.3 – Параметри сталевого одностінного резервуару РГС-30-4

Розрахункова ємність бака, м ³	30 м ³	
Надлишковий тиск, МПа	< 0,04	
Довжина резервуару, мм	4990	
Висота резервуару з опорами, мм	3400	
Внутрішній діаметр, мм	2760	
Маса суха, кг	4560	
Матеріал	Ст3пс, 4 мм	

Робочий діапазон температур поліпропілену $\pm 90^{\circ}\text{C}$, для Ст3пс $\pm 40^{\circ}\text{C}$, 09Г2с-8 $\pm 60^{\circ}\text{C}$. У м. Харків температура ґрунту на глибині понад 1,2 м не опускається нижче $1,8^{\circ}\text{C}$, отже, прийнятний найдешевший варіант Ст3пс.

При компонуванні баштової ГАЕС необхідно вирішити такі завдання:

- розрахунок міцності фундаменту башти ВБР-25 за умови підземного розташування резервуару;
- опрацювання транспортування великогабаритних ємностей;
- опрацювання монтажу та схеми приєднання та обслуговування трубопровідної системи ГАЕС.

2.4 Гідротурбіни

В якості гідравлічної турбіни обраний консольний відцентровий насос КМ-65-50-160/4 (рис.2.5, 2.6) в реверсивному режимі. Літера «м» – «монолітний»: колесо насоса насаджене на подовжений вал ротора, а корпус кріпиться на фланець електродвигуна і є одним з мотором.

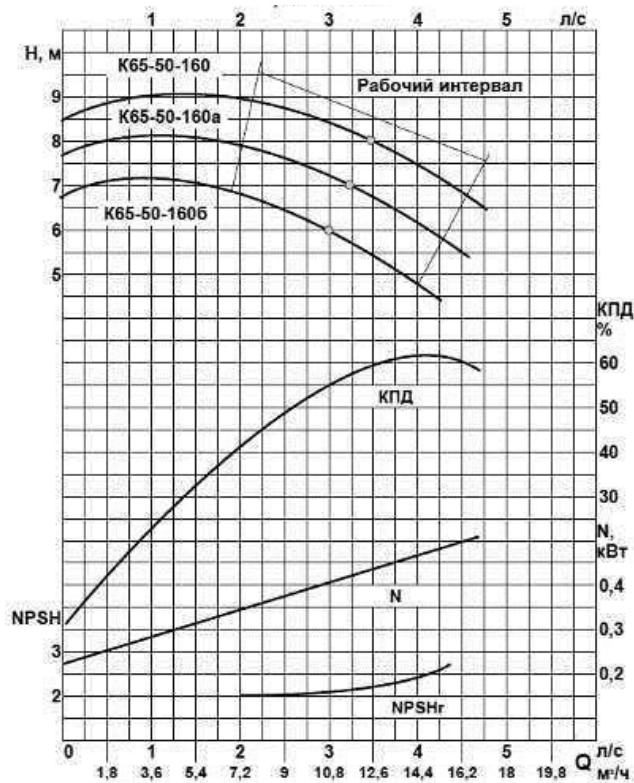


Рисунок 2.5 – Характеристика насоса КМ-65-50-160/4

Для КМ-65-50-160/4 насосна характеристика розтягнута на великі витрати води

Для КМ-65-50-160/4 діаметр вхідного патрубку 65 мм, діаметр вихідного патрубку 50 мм, Ду робочого колеса становить 160 мм, 4 – серія торцевого ущільнювача (табл.2.4). Обидва насосні агрегати мають бути розміщені в будівлі ГАЕС на загальному фундаменті. Позначка їх установки повинна бути нижчою за рівень робочого середовища в резервуарі нижнього б'єфу.

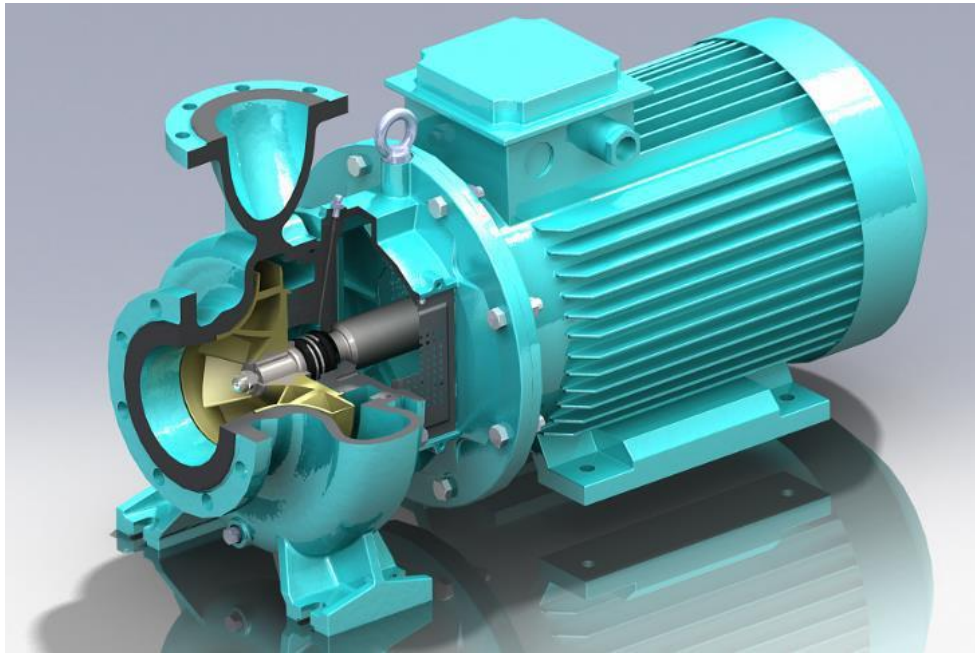


Рисунок 2.6 – Насос КМ-65-50-160/4 у розрізі

Таблиця 2.4 – Параметри консольного насоса км-65-50-160/4

Насос консольний	Об/ хв	Подача, м ³ /год	Напор, м	ККД, %	Потужність насосу, кВт	Потужність двигуна, кВт	Марка електродви гуна	Кавитац. запас, м
КМ 65-50-160/4	450	12,5	8	60	0,45	0,75	АІР71В4	2
КМ 65-50-160а/4		11,7	7	58	0,38			
КМ 65-50-160 б/4		10,8	6	56	0,32	0,55	АІР71А4	2,5

Насосний агрегат КМ 65-50-160/4 буде працювати в режимі гідравлічної турбіни, що виробляє енергію робочого середовища, що надходить під напором з верхньої вежі в резервуар нижнього б'єфу. Його параметри у робочому режимі: напір $H = 9$ м, подача $Q = 25$ м³/год, частота обертання генератора $n = 1500$ об/хв. У режимі гідротурбіни напір насоса втрачає свій фізичний сенс, оскільки напір задаватиметься зовнішніми умовами – різницею тисків між рівнем води у верхньому баку та нижньому. На розрахунковому режимі це буде 17 м водяного стовпа, а в міру розрядки акумулятора і спустошенні верхнього

бака напір буде знижуватися до орієнтовних 13 м водяного стовпа. ККД насоса в режимі гідротурбіни при збільшеному водяному напорі помітно збільшиться відносно 56-60 % в насосному режимі і становитиме 85-95 %.

2.5 Насосна установка

В якості насосної установки обраний аналогічний гідротурбінний насосний агрегат КМ-50-32-125/2 (рис. 2.7). Його основна відмінність полягає в прискореній вдвічі частоті обертання, 3000 об/хв, і, отже, збільшеному напору в 13-17 м. вод. ст. за тієї ж подачі $Q = 25\text{м}^3/\text{год}$.

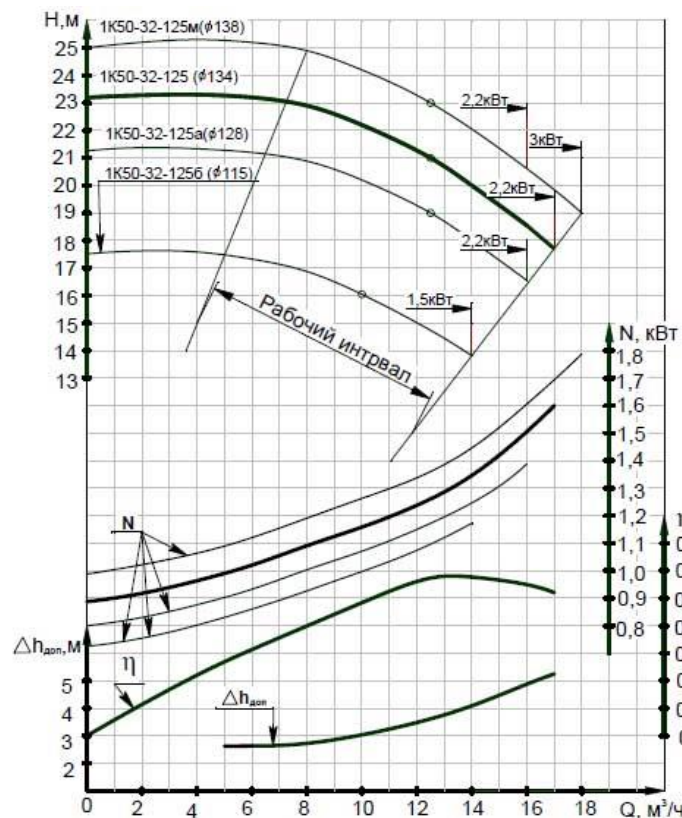


Рисунок 2.7 – Насосна характеристика насоса КМ-50-32-125/2

Для КМ-50-32-125/2 діаметр вхідного патрубку 50 мм, діаметр вихідного патрубку 32 мм, Ду робочого колеса становить 125 мм, 2 – індекс обточування робочого колеса. Обидва насосні агрегати мають бути розміщені в будівлі ГАЕС на загальному фундаменті. Позначка їх установки повинна бути нижчою за рівень робочого середовища в резервуарі нижнього б'єфу.

Обидва насоси підібрані з метою отримання максимального ККД за циклом зарядки та розрядки ГАЕС. Насоси однакової серії раціонально підбирати, оскільки це:

- полегшує сумісність та обслуговування гідромашин;
- дозволяє уніфікувати умовний діаметр трубопроводної системи ГАЕС.

Додаткових перехідників для фланців вхідних і вихідних трубопроводів не потрібно;

- споріднені насоси з керованими різними частотами привода (1500 і 3000 об/хв) дозволяють проводити експерименти з тривалістю режимів зарядки та розрядки з метою оптимізації роботи ГАЕС.

2.6 Трубопроводи та запірно-регулююча арматура

Типорозміри трубопроводів, які будуть застосовані для виконання гідравлічних комунікацій, визначаються за габаритними та приєднувальними розмірами насосного агрегату – діаметра всмоктувального та напірного патрубків, а також їх фланців. Товщина стінки трубопроводів також визначається, виходячи з можливостей насосного агрегату. Максимальний напір становить 17 м вод. ст., то ця величина перекладається в МПа і по ній зі стандартного ряду вибирається необхідна товщина стінки, здатна витримати даний тиск.

Для КМ 65-50-160 та КМ-50-32-125/2:

- діаметр всмоктуючого патрубка Ду 65 мм, Ру 10 атм;
- діаметр вхідного/вихідного патрубка Ду 50 мм, Ру 16 атм;
- діаметр вихідного патрубка Ду 32 мм, Ру 22 атм.

Для максимального тиску системи 17 м. вод. ст. = 0,1667 МПа та вказаних умовних проходів адекватна товщина стінок трубопроводів (ДСТУ 8936:2019 труби сталеві водогазопровідні) становить 2 мм сталі 09Г2С. У разі використання пластикових труб даний показник приблизно вдвічі більший (4 мм), проте вимагає подальшого уточнення.

Кожен насосний агрегат повинен мати засувки на вході та виході. Ці засувки мають бути виконані з індивідуальним електроприводом. Їх типорозмір залежить від діаметра трубопроводів, який буде прийнято для кожної гідролінії. Також хоча б 1 із засувок повинна бути забезпечена зворотним клапаном, що перешкоджає подачі води в обхід гідротурбіни. Зворотний клапан повинен бути розміщений на вихідному патрубку насоса. Друге місце, де також по можливості розміщений зворотний клапан, це вхідний патрубок гідротурбіни – для виключення ефекту зациклення потоку води, що нагнітається насосом в вежу. Цей ефект може бути виключений простим регулярним закриттям засувки, яка обов'язково повинна стояти на вході гідротурбіни, але клапан дозволяє заощадити електроенергію та знизити експлуатаційні ризики.

Засувки/запірні клапани з електричним керуванням, що витримують 0,1667 МПа, конструктивно складніші і, отже, значно дорожчі. Потрібно розглянути можливості для здешевлення системи запорно-регулюючої арматури. Найбільш раціональним представляється установка двох зворотних клапанів (рис. 2.8) на вході в гідротурбіну і на виході з насоса, і установка двох засувок з електричним керуванням на виході з гідротурбіни та на вході в насос відповідно.

Характеристики зворотного клапану

- тиск: 10-18 бар
- робоча температура: -25 ... +90° с
- середовище: вода, повітря, технічні та стічні води, каналізація.
- матеріали: корпус – чавун з термообробленим епоксидним покриттям, диск – сталь, ущільнення – EPDM
- спосіб кріплення: фланцевий згідно з ДСТУ (ГОСТ) 12815-80

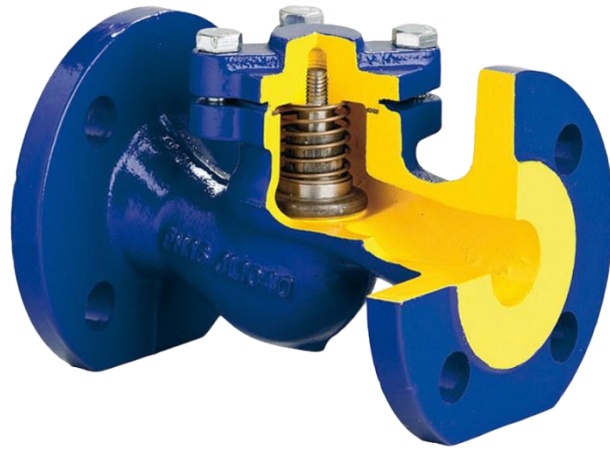


Рисунок 2.8 – Зворотний клапан

2.7 Принципова схема та розрахунок міні-ГАЕС баштового типу

На рис. 2.9 наведено тривимірну ескізну модель міні-ГАЕС. Вона функціонує згідно принципової схеми, наведеної на рис. 2.3.



Рисунок 2.9 Тривимірна ескізна модель міні-ГАЕС

Для верхнього бака (рис.2.3, 2.9) доцільно використовувати конструкційні особливості водонапірних башт, що зарекомендували себе багаторічною практикою.

Уніфіковані сталеві водонапірні башти системи Режновського виготовляють за ТП 901-5-29 з ємністю баків 10, 15, 20, 25, 50, 160 м³ і циліндричними опорами висотою 10, 12, 15, 18, 25м, які заповнюються додатковими запасами води. Баки різної ємності мають один уніфікований діаметр - 3020 мм, де товщина сталевих стінок 4-5 мм.

Внутрішній діаметр: $d_{\text{вн}} = 3\text{ м}$.

Внутрішня висота: $H_1 = 4,3\text{ м}$ або $H_1 = 3,6\text{ м}$

Тоді об'єм бака:

$$V_1 = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H_1}{4} = \frac{\pi \cdot 3^2 \cdot 4,3}{4} = 30,39 \text{ м}^3,$$

Або об'єм бака

$$V_2 = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H_2}{4} = \frac{\pi \cdot 3^2 \cdot 3,6}{4} = 25,45 \text{ м}^3,$$

В холодні пори року на внутрішніх поверхнях стінок бака й опори утворюється природна крижана теплоізоляція завтовшки до 240-300 мм, що має малу теплопровідність.

У типовому альбомі теплоізоляцію розроблено для кліматичної зони з розрахунковою температурою повітря в найхолоднішу п'ятиденку -15 °С з режимом роботи вежі два водообміни на добу. Температура води, що надходить у вежу, не менше ніж +0,5°С. Стінки вежі утеплюють на місці монтажу мінераловатними м'якими плитами марки "ПМ" 100х100см на синтетичному зв'язуючому. До поверхні вежі, що утеплюється, приварюють пояси із секторів листової сталі 50х4шт через кожен метр зовнішньої поверхні. Горизонтальні пояси скріплюють вертикальними смугами з тієї ж сталі. Утворений сталевий каркас заповнюється мінераловагними плитами. Зовні утеплювана частина вежі покривається хвилястою оцинкованою листовою сталлю товщиною 1 мм.

Матеріал зовнішнього зміцнення - нержавіюча сталь СТЗСП5 або 09Г2С ДСТУ (ГОСТ) 14637-89.

Розглянемо гідроагрегати.

Можливі два основні варіанти виконання трубопровідної системи.

А) Два роздільні трубопроводи. Тут окремий трубопровід для насоса, окремий - для турбіни.

Плюси:

- можливість одночасного включення обох агрегатів для рециркуляції води;

- менший знос трубопроводів;

- менше поворотів у трубі - менший гідравлічний опір;

Мінуси:

- капітальні витрати на самі трубопроводи;

- додаткові отвори в баках;

- велика матеріаломісткість, як по металу так і по теплоізоляції труб;

Б) Один трубопровід

До кожного баку лише один вхід. Один трубопровід, що розгалужується на 2 для насоса і турбіни, що з'єднується після них назад в один трубопровід.

Плюси:

- капітальні витрати менші;

- менша матеріаломісткість як металу, так і теплоізоляції;

- менше отворів у баках, 1, а не 2 - менше обробки баків.

Мінуси:

- більше поворотів - більший гідравлічний опір;

- постійне використання 1 трубопроводу - більший знос;

- немає можливості одночасного ввімкнення насоса і турбіни для рециркуляції води.

Отже використаємо варіант Б.

Розрахуємо потужність, що розвивається потоком води в трубопроводі.

Час напівциклу (роботи турбіни) $T = 3600$ секунд або 1 година.

Щільність води за $t = 1$ °C становить $\rho = 999.9$ кг/м³

Масова витрата води:

$$G_2 = \frac{V_2 \cdot \rho}{T} = \frac{25,45 \cdot 999,9}{3600} = 7,07 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Швидкість потоку води в трубі - $\omega = 1 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

Тоді внутрішній діаметр труби

для 25 м^3

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4G_2}{\omega \cdot \rho \cdot \pi}} = 0,095 \text{ м} = 95 \text{ мм}.$$

Перепад висот між рівнями води в баках становить $H = 17 \text{ м}$

Для такого перепаду тиск води (без урахування гідравл. опору)

$$\Delta P = 147,09 \text{ кПа}$$

Потужність у баку 25 м^3 :

$$N_2 = G_2 \cdot \Delta P = 7,07 \cdot 147,09 = 1039,9 \text{ Вт}$$

Тоді кількість енергії, теоретично запасеної в ГАЕС:

$$\text{Для } 25 \text{ м}^3 = 1,04 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

2.8 Висновки до розділу

1. Ключовими елементами ГАЕС, розглянутими у цій роботі, є:

- башта рожновського ВБР-25;
- підземний резервуар РГС 30-4;

- гідравлічна турбіна КМ 65-50-160/4;
- насосна установка КМ-50-32-125/2;
- мережа трубопроводів Ду 32, 50 та 65, що об'єднують всю систему ГАЕС;

- один або два зворотні клапани (Ду 32 і Ду 65);
- дві чи три засувки з електроприводами (Ду 50 та Ду 65).

2. Проведено розрахунок міні-ГАЕС баштового типу для акумулювання електроенергії в розмірі 1 кВт·год.

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір та обґрунтування розрахункових параметрів міні-ГАЕС

Розглянемо ККД гідроакumuлюючої електростанції за зворотним методом. Цикл роботи ГАЕС починається із закачування води насосом у верхній басейн. Це відповідає зарядці гідроакumuлятора дешевою нічною електроенергією у періоди провалів споживання. Від 1 % до 1,5 % енергії втрачається на трансформаторі до насоса, потім від 1 % до 3 % втрачається на електродвигуні насоса, основні втрати (від 6 до 10 %) припадають на гідравлічні втрати нагнітання води в самому насосі, від 0,5 % до 1 % губиться на гідравлічний опір трубопровідної системи.

При перекачуванні води у верхній басейн вдається закласти від 85 до 90 % отриманої із зовнішнього джерела електроенергії.

При розрядці ГАЕС порядок втрат зворотний і гідромашиною вже виступає не насос, а турбіна. Вода, закачана у верхній басейн, з втратами в 0,5 % – 1 % стікає по трубопровідній системі і потрапляє в гідротурбіну. Найбільші втрати становлять від 4 % до 10 % і припадають на гідротурбіну. Виробивши гравітаційну потенційну енергію на турбіні, потік води стікає до нижнього басейну. Цей процес відповідає розрядці гідроакumuлятора. Гідротурбіна виробляє електроенергію, яка покриває пікові навантаження під час підвищеного електроспоживання.

Електроенергія, що практично видається в мережу, становить від 70 до 84 % запасеної енергії.

Як впливає з діаграми на рис. 3.1, найбільші втрати припадають на гідромашини – турбіну та насос.

Накопичувана потенційно
електроенергія $W_{\text{теор}} = 100\%$



Рисунок 3.1 – ККД міні-ГАЕС з основними втратами

Основним фактором при створенні нових генеруючих потужностей на сьогоднішній день є графік навантаження електроенергетичної системи $N_c(\tau)$. Визначальне значення на формування графіків навантаження має склад споживачів. Добовий графік навантаження системи характеризує їх потреби у межах денного циклу. Якщо енергосистема має значне побутове навантаження, то вечірній максимум значно більший вранішнього (Лінія 1 на рис. 3.2,а). В енергосистемах з переважанням промислового навантаження є два явно

виражені максимуми: ранковий і вечірній (Лінія 2 на рис. 3.2,а). В обох випадках добове енергоспоживання відрізняється значною нерівномірністю ($\Delta N_c = var$), що створює труднощі як із покриттям піків, так і з проходженням нічних провалів добових графіків навантаження. За даними, опублікованими в [8] коливання можуть досягати $\Delta N_c = (0,2 \dots 0,5) \Delta N_{cmax}$, де ΔN_{cmax} – максимальне добове навантаження. Графік річного енергоспоживання (рис. 3.2,б) характеризується більшою стабільністю, відзначаються два вищих значення: енергоспоживання в період, що не опалюється $N_{r,min}$ (квітень-вересень для помірної кліматичної зони) та енергоспоживання у зимовий період $N_{r,max}$ (січень-березень, жовтень-грудень). При цьому зростання навантаження в зимовий період часу пов'язане переважно з необхідністю опалення житлових і виробничих приміщень і має приблизно постійну величину $\Delta N_r \approx const$.

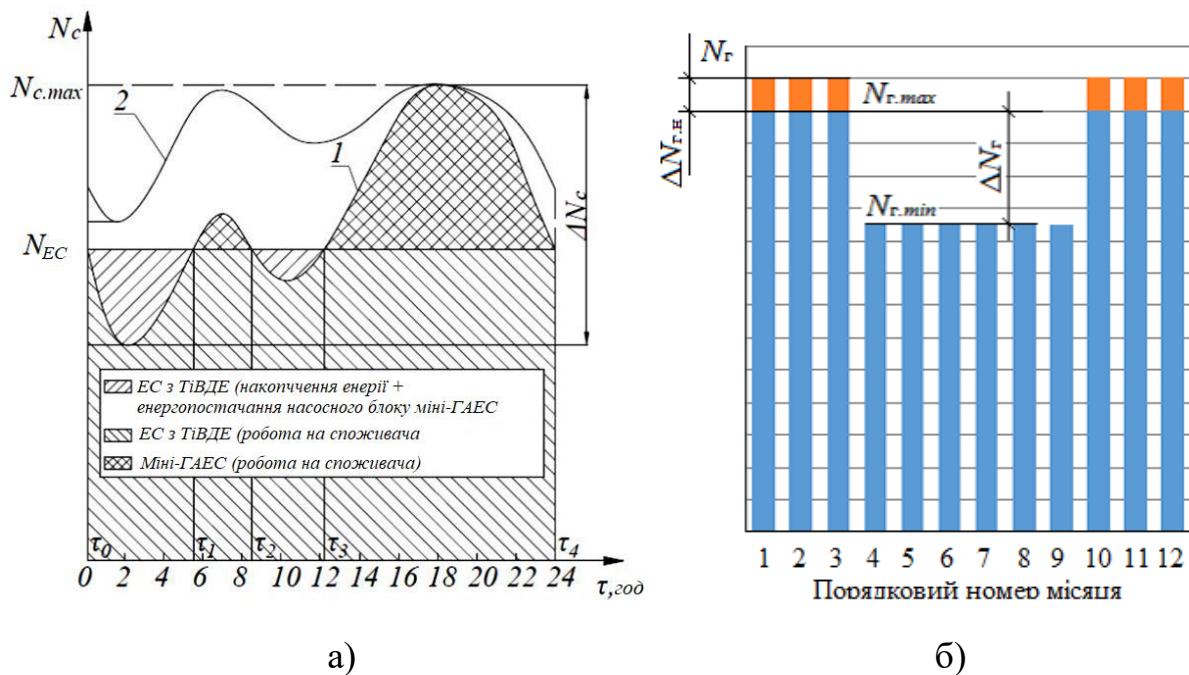


Рисунок 3.2 - Типові графіки енергоспоживання:

а) – графік добового навантаження; б) – графік річного навантаження

Розглянемо взаємозв'язок основних геометричних і робочих параметрів на прикладі модульного принципу побудови міні-ГАЕС для електроенергетичних систем (ЕС) з традиційними та відновлюваними джерелами енергії (ТiВДЕ), що передбачає використання однотипних вузлів–

модулів. З техніко-економічної точки зору такий підхід є найбільш сприятливим і дозволяє спростити структуру управління енергоустановкою в цілому, знизити експлуатаційні витрати та витрати на зведення допоміжних споруд та придбання обладнання.

Аналізуючи графік добового енергоспоживання, необхідно враховувати наявний потенціал ЕС з ТІВДЕ, який використовується для компенсації базових навантажень і визначає сферу роботи міні-ГАЕС (рис. 3.2, а). Потенціал ЕС з ТІВДЕ може бути виражений у вигляді сумарної потужності N_{EC} енергоустановок, що входять до ЕС.

Максимальне річне $N_{r,max}$ та максимальне добове $N_{d,max}$ навантаження, пов'язані з N_{EC} , кількістю базових n_1 та додаткових n_2 модулів та їх розрахунковою потужністю $N_{p,п}$ рівняннями (3.1) і (3.2), є розрахунковими параметрами, що визначають структуру міні-ГАЕС. Рівняння (3.1) є умовою забезпечення максимального річного навантаження $N_{r,max}$ за рахунок роботи $(n_1 + n_2)$ модулів на номінальному режимі, а рівняння (3.2) – умова забезпечення максимального добового навантаження $N_{d,max}$ за рахунок роботи n_1 модулів у режимі неповного завантаження. При цьому міні-ГАЕС має резерв, який припускає підвищення навантаження на 15 %.

Додатковими параметрами, які необхідно враховувати при розробці міні-ГАЕС, є середня температура навколишнього середовища T_3 у зимовий період часу та його тривалість τ_3 . Оскільки для нормального функціонування міні-ГАЕС повинна підтримуватися температура робочої рідини не нижче $0\text{ }^\circ\text{C}$, в зимовий період часу матиме місце внутрішня витрата частини виробленої електроенергії на примусову циркуляцію робочої рідини, яка може бути врахована у вигляді додаткового річного навантаження $\Delta N_{p,н}$.

$$N_{p,max} + \Delta N_{p,н} = N_{p,м} n_1 + n_2 , \quad (3.1)$$

$$N_{d,max} - N_{EC} = k_N N_{p,м} n_1 , \quad (3.2)$$

де $k_N = 0,85 \dots 1,0$ – коефіцієнт навантаження, а $N_{\partial.max}$ є екстремумом функції $N_c(\tau)$ і може бути вирахований через першу похідну $\frac{dN_c}{d\tau}$. Параметри $N_{p.m}$ і n_2 можуть бути виражені через n_1 з рівнянь (3.1) та (3.2) та визначені з урахуванням умов (3.3).

$$\begin{cases} n = n_1 + n_2 \rightarrow n_{\min} \\ n_1 \in R \\ n_2 \in R \end{cases}, \quad (3.3)$$

де R – безліч цілих чисел.

Висота розміщення H верхнього б'єфу/резервуару є одним із ключових розрахункових параметрів міні-ГАЕС. У разі використання місцевого рельєфу висота H верхнього б'єфу фіксована. У разі використання швидкокомтованих конструкцій загальний обсяг V і висота розміщення H верхнього резервуара міні-ГАЕС є взаємопов'язаними параметрами, що визначають масогабаритні характеристики M і, зрештою, вартість конструкції. Зв'язок геометричних параметрів V та H міні-ГАЕС та її економічних показників нелінійний і може бути встановлений аналітично, проте може бути встановлений дискретно для набору типових конструктивних рішень (рис. 3.3).

Загальний обсяг V верхнього б'єфу/резервуару міні-ГАЕС пов'язаний з добовим навантаженням міні-ГАЕС, зокрема з розрахунковими параметрами гідроагрегатів: потужністю $N_{p.m}$, напором $H_{p.m}$ і частотою обертання ротора гідротурбіни $n_{p.m}$. Потужність $N_{p.m}$ визначається за рівнянням (3.4). Напір $H_{p.m}$ залежить від висоти розташування верхнього б'єфу: $H_{p.m} = H$. Частота $n_{p.m}$ може бути виражена через коефіцієнт швидкохідності $n_{s.m}$ гідротурбіни (3.5) та визначена з умови (3.6) максимуму ККД $\eta_{p.m}$ гідротурбіни.

$$N_{p.m} = \frac{1.09N_{p.m}}{n_3}, \quad (3.4)$$

де n_3 – кількість турбін в турбінному блоці модуля міні-ГАЕС.

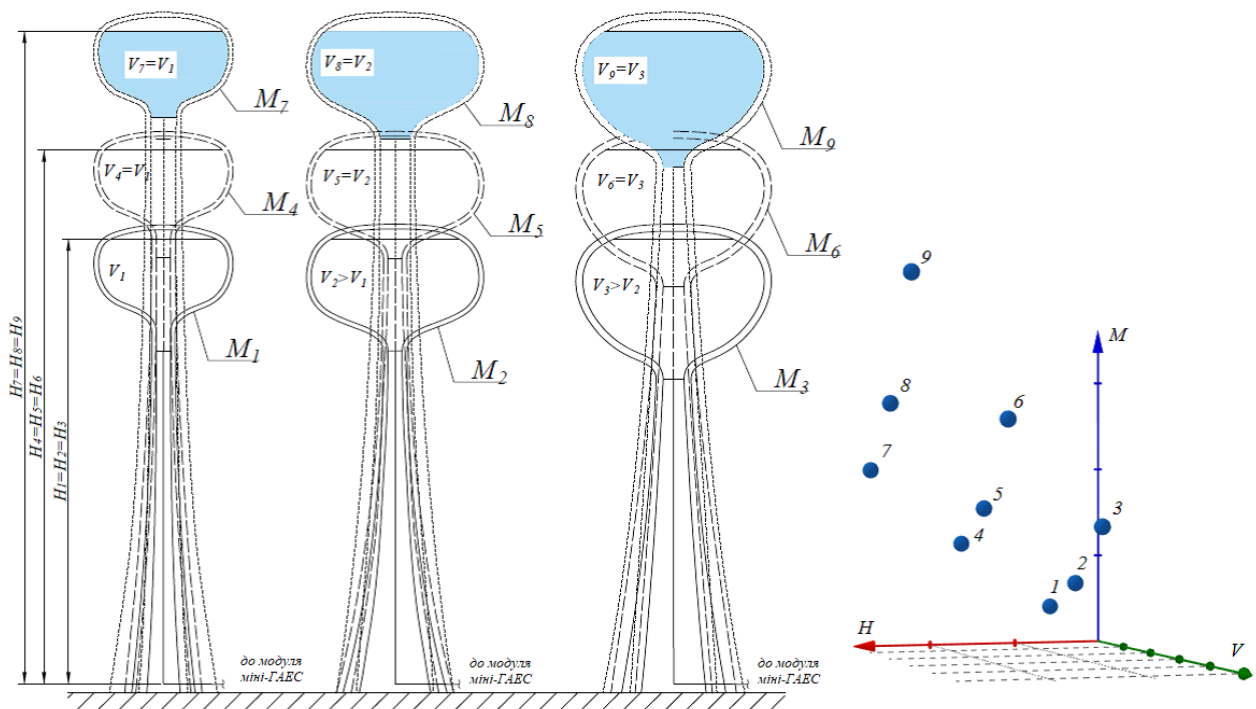


Рисунок 3.3 – Приклад типорозмірного ряду резервуарів, що виконують роль верхнього б'єфу міні-ГАЕС

$$n_{s,t} = 1,167 \frac{n}{H^{1,25}} \frac{N^{0,5}}{p.m.}, \quad (3.5)$$

$$\Phi_1 = \eta_{p.m.} n_{s,t} N_{p.m.} H_{p.m.} n_{p.m.} \rightarrow \Phi_{1.ext}. \quad (3.6)$$

При визначеному з (3.6) $n_{s,t}$ можуть бути розраховані прогнозна потужна характеристика $N_T Q_{(T)}$ гідроагрегатів турбінного блоку. На основі цієї характеристики та графіка навантаження можуть бути побудовані циклограми $N_m(\tau)$ і $Q_m(\tau)$ роботи гідроагрегатів міні-ГАЕС та визначено обсяг резервуару V у наступній послідовності:

- визначаються тимчасові межі роботи гідроагрегатів турбінного блоку у вигляді масиву $(\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \tau_{i+1}, \dots, \tau_{2m-1}, \tau_{2m})$, де m – кількість піків, згідно з графіком навантаження;

– за рівнянням (3.7) визначається розрахунковий обсяг резервуару $V_{розрах}$;

$$V = f_{\max} \left(\int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_T d\tau, \dots, \int_{\tau_i}^{\tau_{i+1}} Q_T d\tau, \dots, \int_{\tau_{m-1}}^{\tau_m} Q_T d\tau \right), \quad (3.7)$$

– значення $V_{\text{розрах}}$ округляється до найближчого у типорозмірному ряду V .

На рис. 3.4 представлена ілюстрація до визначення обсягу резервуара V міні-ГАЕС з графіком навантаження як на рис. 3.2,а. Массив тимчасових меж роботи міні-ГАЕС у цьому випадку має вигляд $(\tau_1, \tau_2, \tau_3, \tau_4)$, а обсяг резервуара визначається за рівнянням (3.8).

$$V = f_{\max} \left(\int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_T d\tau, \int_{\tau_3}^{\tau_4} Q_T d\tau \right). \quad (3.8)$$

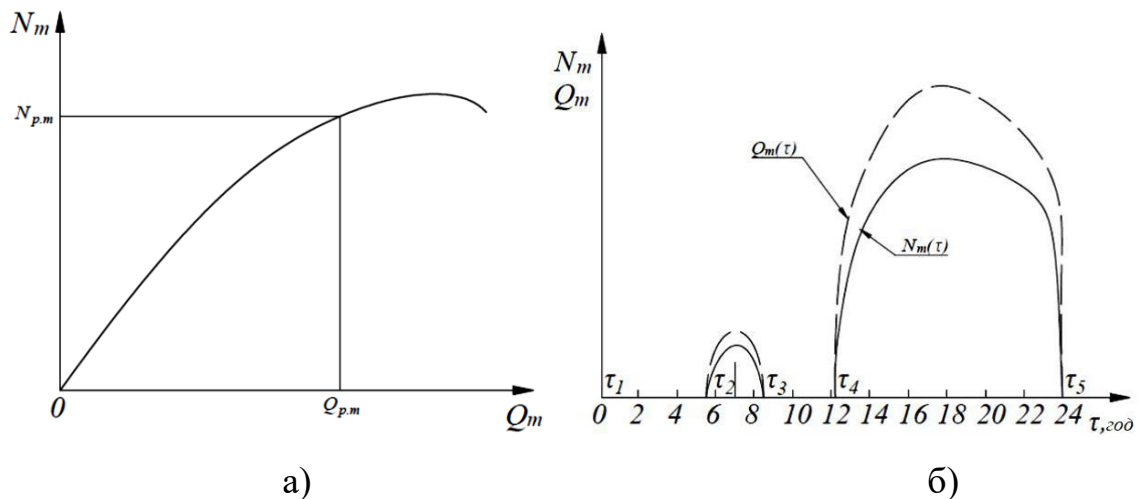


Рисунок 3.4 – Ілюстрація до визначення загального обсягу верхнього резервуару міні-ГАЕС:

а) – побудова прогнозної характеристики $N_m(Q_m)$ гідроагрегатів турбінного блоку; б) – побудова циклограм $N_m(\tau)$ і $Q_m(\tau)$ роботи гідроагрегатів міні-ГАЕС

Таким чином, підбиваючи підсумки, можна виділити 6 основних розрахункових параметрів міні-ГАЕС для ЕС з ТiВДЕ:

- максимальне річне навантаження $N_{p,max}$;
- висота розміщення H верхнього б'єфу/резервуару;
- сумарної потужності комплексу енергоустановок, що входять до ЕС, у т.ч. і ТiВДЕ $N_{ЕС}$;

- час роботи міні-ГАЕС τ_1 у піковому режимі;
- середня температура довкілля у зимовий період T_3 ;
- тривалість зимового періоду часу τ_3 ,
- і найголовніше, заданий $N_c(\tau)$ графік добового навантаження.

3.2 Схеми та гідроагрегати модульних міні-ГАЕС

3.2.1 Вибір та обґрунтування схем модульних міні-ГАЕС

Вибір схеми здійснюється з урахуванням наявної інфраструктури та особливостей ландшафту місцевості, а також наявних ТіВДЕ. В умовах України найбільш перспективними з економічної точки зору є три схемні рішення для модульних міні-ГАЕС:

- енергоустановки на базі водонапірних веж, у тому числі і виведені з експлуатації (рис. 3.5, а). Водонапірна башта використовується як верхній б'єф. Висота таких споруд, як правило, не перевищує 20÷30 м, а об'єм варіюється від 10 до 150 м³. Перевагою такого рішення є його економічність. При цьому мають місце мінімальні витрати на обладнання нижнього басейну або використання природного водоймища, що не замерзає.

- енергоустановки на базі інфраструктури шахт (рис. 3.5, б). Це схемне рішення потенційно перспективне для України, де на великій території існують законсервовані, затоплені шахти, що виробили свій ресурс. Попередньо виконані розрахунково-теоретичні дослідження показують, що використання об'ємів даних шахт ефективно для зведення міні-ГАЕС. Роль верхнього б'єфу при цьому виконує резервуар, з'єднаний з напірним водоводом, а для перекачування рідини використовується один або кілька гідроагрегатів.

- енергоустановки, інтегровані в ЕС з вітрогенераторами (рис. 3.5, в). При такому схемному рішенні як основа веж вітрогенераторів використовуються бетонні резервуари для води, з'єднані системою трубопроводів з штучною водоймою, що знаходиться на більш низькій геодезичній відмітці. Швидкий час перемикання такої міні-ГАЕС між режимами зарядки та розрядки та високий

енергетичний потенціал вітрогенераторів навіть у нічний час роблять цю зв'язку найбільш оптимальною. Порядок потужностей індивідуальних вітрогенераторів відповідає потужностям, що розробляються міні-ГАЕС (1-100 кВт). При цьому, збільшення висоти вежі вітрогенератора за рахунок резервуара дозволяє додатково підвищити вироблення вітрової енергії – за різними оцінками, на 10÷20 %.

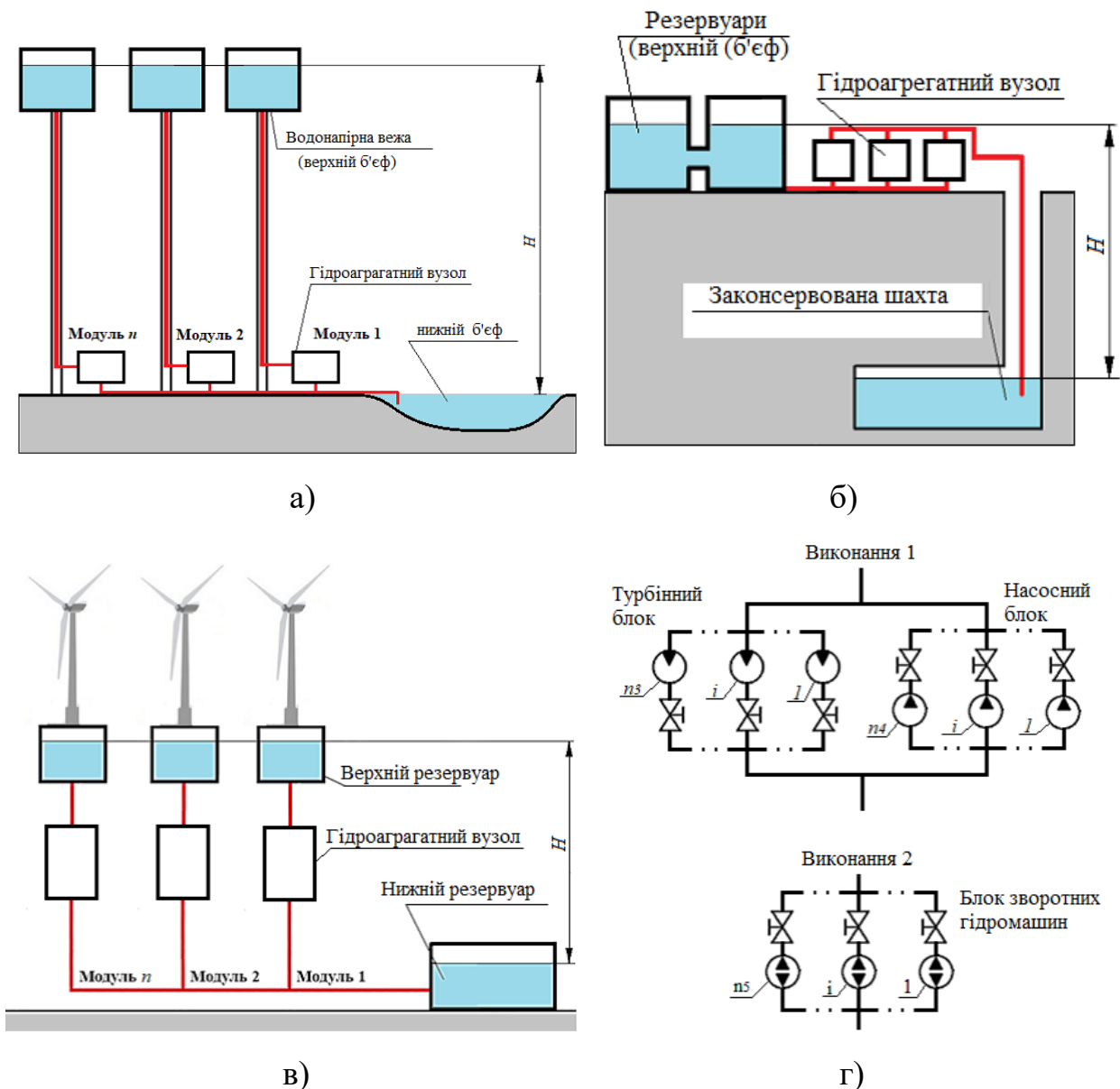


Рисунок 3.5 – Схемні рішення для створення модульних міні-ГАЕС:

а) – енергоустановки на базі водонапірних веж; б) – енергоустановки на базі інфраструктури законсервованих та виведених з експлуатації шахт; в) –

енергоустановки, інтегровані в ЕС з вітрогенераторами; г) – структура гідроагрегатного вузла

Оцінка можливостей інтеграції міні-ГАЕС як акумулятора енергії в системах сонячної та вітрової енергетики показала, що сонячні електростанції вимагають більшої акумуляційної потужності, ніж вітрові електростанції, так як значну частину часу не виробляють енергію. На сьогоднішньому рівні технологічного розвитку зв'язка сонячних панелей з ГАЕС рентабельна та обґрунтована лише за додаткового підключення традиційного джерела енергії або централізованої мережі. Дані висновки підтверджуються результатами моделювання, представленими у звіті International Renewable Energy Agency (IRENA) від 04.2020 р. (www.irena.org). Згідно з цими даними, сонячні електростанції мають яскраво виражену синусоїдальну генерацію (рис. 3.6) з коротко-часовими піками (ясний полудень) і довготривалими провалами (ночі, непогода).

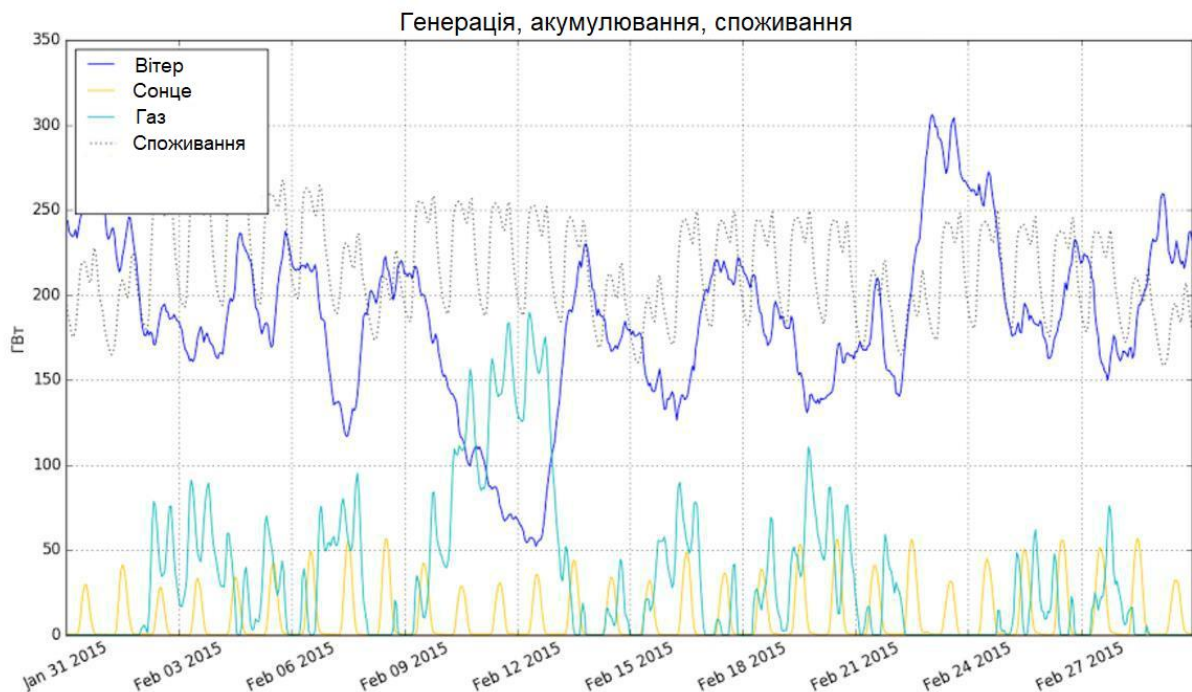


Рисунок 3.6 – Генерування енергії вітровими, сонячними та традиційними газовими електростанціями

Середньорічний коефіцієнт завантаженості панелей сонячних електростанцій становить $(0,22 \div 0,39) N_p$ при середній потужності сонячної електростанції $N_p = 0,2 \div 15$ кВт. Вітрові електростанції мають найбільший коефіцієнт нерівномірності вироблення серед усіх поширених джерел енергії. Це пов'язано з можливістю вітряків працювати як на номінальних, так і на підвищених потужностях. Середньорічний коефіцієнт завантаженості вітрових електростанцій складає $(0,25 \div 0,50) N_{nom}$ за середньої потужності вітрових електростанцій $N_{nom} = 1 \div 100$ кВт.

Загальна структура модульних міні-ГАЕС передбачає рішення на базі уніфікованих взаємозамінних конструктивних елементів (замінних модулів), об'єднаних навколо ядра міні-ГАЕС. Замінний модуль включає насосний і турбінний блоки, верхні резервуари/б'єфи, внутрішні трубопровідні та кабельні системи. До складу ядра міні-ГАЕС входять нижній басейн або природне водоймище, трансформатор, кабельні та трубопровідні системи, а також автоматизована система управління технологічним процесом (АСУ ТП).

3.2.2 Параметри гідроагрегатів для модульних міні-ГАЕС

Усього до складу модулів міні-ГАЕС можуть входити три типи гідроагрегатів: турбінний, насосний і оборотний (насос-турбіна). Класичним рішенням для великих ГАЕС є застосування оборотних гідроагрегатів.

Для міні-ГАЕС із потужністю одного модуля до 100 кВт більш ефективним з енергетичної точки зору варіантом є роздільне застосування насосного та турбінного гідроагрегатів. Як уже було сказано вище, основними розрахунковими параметрами турбінного гідроагрегату є потужність $N_{p,m}$, напір $H_{p,m}$ та частота обертання ротора гідротурбіни $n_{p,m}$. Відповідно до функціонального призначення насосного гідроагрегату: перекачування робочої рідини з витратою $Q_{p,n}$ під напором $H_{p,n}$ при частоті обертання ротора насоса $n_{p,n}$, – його основними розрахунковими параметрами є $Q_{p,n}$, $H_{p,n}$ і $n_{p,n}$ відповідно. Дані параметри дозволяють визначити типорозмір гідроагрегату через

основний критерій подібності – коефіцієнт швидкохідності $n_{s,n}$ у разі насосного та $n_{s,T}$ разі турбінного гідроагрегатів.

Основним критерієм для розрахунку турбінного гідроагрегату є його енергоефективність, тобто ККД $\eta_{p,m}$, який визначається його швидкохідністю $n_{s,T}$. Зв'язок $n_{s,T}$ з розрахунковими параметрами $N_{p,m}$, $H_{p,m}$ і $n_{p,m}$ відображений у рівнянні (3.5). Потужність турбінного гідроагрегату визначається потужністю модуля міні-ГАЕС $N_{p,m}$ та кількістю n_3 , що входять у його турбінний блок гідроагрегатів, тобто $N_{p,m} = f(N_{p,m}, n_3)$. Потужність $N_{p,m}$, згідно (3.1) та (3.2) є залежною від розрахункових параметрів $N_{d,max}$, $N_{c,max}$ і N_{EC} міні-ГАЕС змінної, тобто $N_{p,m} = f(N_{d,max}, N_{c,max}, N_{EC})$. Напір $H_{p,m}$ визначається висотою розташування верхнього резервуару/б'єфу міні-ГАЕС. За певної умови (3.3) потужності $N_{p,m}$ і заданій висоті H можуть бути обчислені за (3.6) з використанням одного з методів багатовимірної оптимізації розрахункових параметрів турбінного гідроагрегату $N_{p,m}$, $H_{p,m}$ і $n_{p,m}$ варіюванням змінних n_3 і $n_{p,m}$. При цьому n_3 належить множині цілих чисел, а $n_{p,m}$ вибирається з діапазону номінальних частот обертання електричних машин.

При розрахунку насосного гідроагрегату найбільш важливим критерієм є забезпечення працездатності модуля міні-ГАЕС. При цьому має забезпечуватися максимальна енергоефективність насосного блоку. Як видно з циклограми роботи міні-ГАЕС (рис. 3.2), у певні проміжки часу може мати місце неповне спорожнення резервуара при пікових навантаженнях, яке повинно бути скомпенсовано під час наступних денних або нічних провалів. Тривалість пікових навантажень і амплітуда їх коливань, і навіть тривалість суміжних із нею провалів по навантаженню визначають витратні режими Q_H роботи насосних гідроагрегатів. Таким чином їх сумарна енергоефективність буде визначатися інтегрально за середньозваженим ККД η_H виходячи з видаткового режиму та тривалості роботи в ньому. Таким чином, агрегати, що входять у насосний блок повинні мати максимальний середньозважений ККД η_H і забезпечувати максимальну витрату Q_{Hmax} і напір $H_{p,n} = H$ для заповнення в

період провалу навантаження верхнього резервуара/б'єфу заввишки H . Математично ця умова може бути сформульована у вигляді (3.9).

$$\Phi_2 = \bar{\eta}_H n_{s.n} Q_{p.n}, H_{p.n}, n_{p.n} \rightarrow \Phi_{2.ext}, \quad (3.9)$$

де $n_{s.n} = 3.65 \frac{n_{p.n} Q_{p.n}^{0.5}}{H_{p.n}^{0.75}}$ - коефіцієнт швидкохідності насосного гідроагрегату.

З погляду надійності, кращою є робота насосних гідроагрегатів в безкавітаційному режимі, тобто $Q_n < Q_{p.n}$ і як наслідком, розрахунковим для насосного гідроагрегату буде максимальний витратний режим $Q_{p.n} = Q_{n.max}$, який визначається у загальному випадку рівнянням (3.10).

$$Q_{n.max} = f_{max} Q_{n.1}, \dots, Q_{n.i}, \dots, Q_{n.m}, \quad (3.10)$$

де $Q_{n.i}$ – витратні режими роботи насосних гідроагрегатів;
 m – кількість піків, згідно з графіком навантаження.

Прогнозна характеристика ККД насоса $\eta_n Q_{(n)}$ може бути отримана за розрахунковим значенням $n_{s.n}$ (рис. 3.7). Знаючи її, може бути обрахований за (3.11) середньозважений ККД η_H гідроагрегатів, які входять до насосного блоку, з урахуванням їх часу роботи у кожному з режимів.

$$\bar{\eta}_H = \sum_{i=1}^m \lambda_i \eta_{n.i}, \quad (3.11)$$

де λ_i – вагові коефіцієнти, для яких справедлива рівність $\sum_{i=1}^m \lambda_i = 1$.

Як приклад, згідно з графіком навантаження, наведеним на рис. 3.4,а, $Q_{p.n}$ визначатиметься рівнянням (3.12), а середньозважений ККД η_H – рівнянням (3.13).

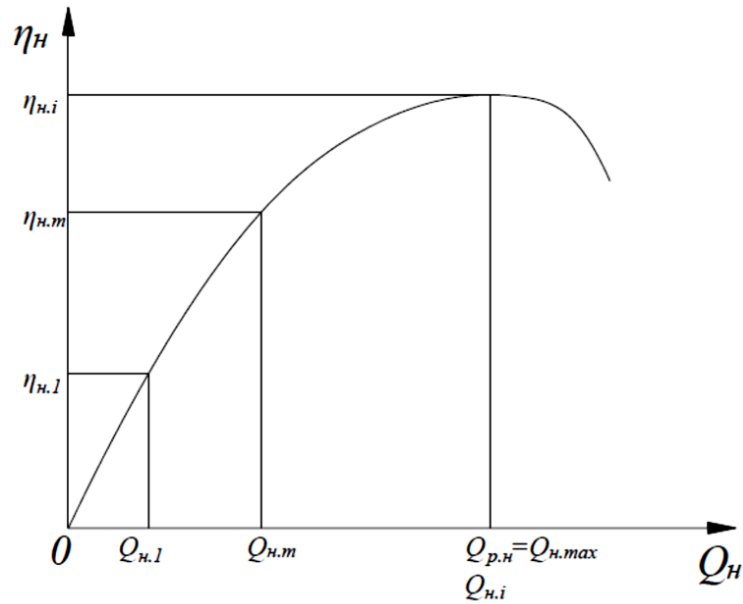


Рисунок 3.7 – Ілюстрація до визначення розрахункових показників гідроагрегатів насосного блоку з урахуванням їх прогнозних показників $\eta_H Q_{(H)}$

$$Q_{н.маx} = f_{маx} Q_{н.1}, Q_{н.2} , \quad (3.12)$$

де $Q_{н.1} = \frac{\int_{\tau_3}^{\tau_4} Q_T d\tau}{n_4 \tau_1 - \tau_0}$ і $Q_{н.2} = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} Q_T d\tau}{n_4 \tau_2 - \tau_3}$ - витратні режими роботи

насосних гідроагрегатів;

n_4 – кількість агрегатів насосного блоку.

$$\bar{\eta}_H = \lambda_1 Q_{н.1} + \lambda_2 Q_{н.2} , \quad (3.13)$$

де $\lambda_1 = \frac{\tau_2 - \tau_1}{\tau_2 - \tau_1 + \tau_4 - \tau_3}$ і $\lambda_2 = 1 - \lambda_1$ - вагові коефіцієнти.

Аналогічно турбінним, розрахункові параметри насосних гідроагрегатів $Q_{р.н}$, $H_{р.н}$ і $n_{р.н}$ обчислюються за формулою (3.9) з використанням одного з методів багатовимірної оптимізації варіюванням змінних n_4 і $n_{р.н}$.

3.3 Дослідження шляхів підвищення ККД міні-ГАЕС за допомогою технічних рішень із застосуванням біоміметики

3.3.1 Вибір перспективних напрямів удосконалення гідроагрегатів

Гідротурбіни і насоси міні-ГАЕС можуть бути покращені за рахунок ряду перспективних напрямів у розвитку технології нагнітальних машин. Розглянемо три з них:

- використання ефекту Магнуса,
- вінглети, або закінчення лопаті,
- розділові ребра.

3.3.1.1 Використання ефекту Магнуса

Ефект Магнуса полягає в тому, що циліндр, що обертається, створює в просторі навколо себе вихровий рух. Швидкість руху повітря навколо циліндра, що обертається, різна, отже і по-різному тиск породжує силу, яка може використовуватися.

Якщо м'яч не обертається, повітря проходить прямо повз нього розтягуючись прямо за м'ячем, як хвіст комети. Якщо повертати поверхню кулі, що обертається, то він тягне повітря з ним. Обертання відхиляє м'яч під кутом, ближче до сторони кулі, що обертається на зустрічне повітря. Таким чином, куля, що обертається, отримує бічну силу (рис. 3.8).

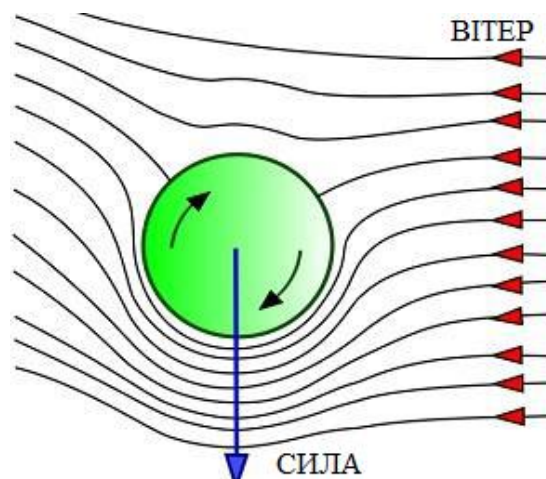


Рисунок 3.8 – Опис явища ефекту Магнуса

На основі ефекту Магнуса винахідник Геллер С. В. дійшов ідеї вертикально–осьової вітротурбіни (VAWT) нової архітектури. У ній використано принцип природного явища – смерчу. Турбіна перетворює потік вітру на висхідний вихор, який «намотується» на багатолопатевий ротор, як кокон. Лопаті заважають проходженню повітря безпосередньо, він спіралью обтікає порожнину ротора, передаючи тертям йому свою енергію. Потік взаємодіє як з цими лопатями, так і з пов'язаними з ротором похилими антикрилами. З верхом лопатей з'єднана горизонтальна крильчатка. Вона також взаємодіє з висхідним вихором. Така сукупність ознак створює парадоксальну можливість збільшення вітром площі ротора, що обдувається, без збільшення його габаритів. Оскільки обдувається не лише зовнішня його поверхня. Зображення турбіни наведено нижче.



Рисунок 3.9 – Модель вертикально-осьової вітротурбіни (VAWT)

Існують моделі турбін, що діють на даний час. Висота вертикальних лопатей та поперечні габарити роторів дорівнювали 800 мм. Всі вищезгадані елементи ротора мали аеродинамічний профіль Clark Y. Товщина профілю 11 % від довжини хорди. Обидві моделі мали горизонтальні крильчатки з дев'ятьма лопатями, кожна з яких пов'язана з однією з вертикальних лопатей ротора та з центральною щоглою, яка обертається спільно з усією конструкцією. Перша модель (фото наведено нижче) мала дев'ять антикрил, друга – 18. При швидкості вітру 11 м/с друга турбіна розвинула потужність 220 Вт і мала на холостому ході частоту обертання близько 80 об/хв. Це не завадило їм досягти коефіцієнту використання енергії потоку 0,42 і 0,48 відповідно, що не поступається горизонтально-осьовим турбінам, винесеним за межі зони турбулентності за допомогою монтажу на високі щогли.

Аналогічне застосування ефекту Магнуса можна знайти і в гідроагрегатах. Вертикально-осьова гідротурбіна, що використовує ефект Магнуса, має такі переваги перед традиційними горизонтально-осьовими турбінами:

- більший коефіцієнт використання енергії потоку;
- найменший рівень шуму;
- регульований кут атаки лопатей, отже, більш тонка настройка системи до різних швидкостей потоку і потреб електроспоживання.

Недоліками даного типу турбін є їх більш складна конструкція, застосування електроприводів для регулювання лопаток та їх принципова несумісність зі звичними конструкціями горизонтально-осьових турбін. Перетворити одну на іншу не вдасться.

При цьому створення гідротурбіни, аналогічної вітровій [5], вимагатиме докладних досліджень у порівнянні з класичними горизонтально-осьовими лопатевими турбінами для уточнення простоти виготовлення та обслуговування даних турбін.

3.3.1.2 Вiнглети

Закiнчення крила, або вiнглети, це кiнцева частина конструкцiї крила, оперення або лопатей (рис. 3.10, 3.11). Вони являють собою невеликi додатковi елементи на кiнцях площин крила лiтака у виглядi кришок або плоских шайб, якi служать для збiльшення ефективного розмаху крила, знижуючи iндуктивний опiр, що створюється вихором, який зривається з кiнця крила, i, як наслiдок, збiльшуючи пiдйомну силу на кiнцi крила.



Рисунок 3.10 – Закiнчення крила в природi та в авiабудуваннi

На початку 1990-х рокiв Луї Гратцер, головний фахiвець з аеродинамiки компанії Aviation Partners, вигадав i запатентував «blended winglet» — зiпряжене крильце, яке плавно загинається вгору дугою великого радiусу i має велике вiдносне подовження. Перше застосування крильця нової конструкцiї для модернiзацiї ділового лiтака Gulfstream II в 1991 р. дозволило скоротити витрату палива на 7 %. Така масштабна економiя за рахунок модернiзацiї

виявилася безпрецедентною в історії авіації, якщо не враховувати перебудову всього літака або ремоторизації.

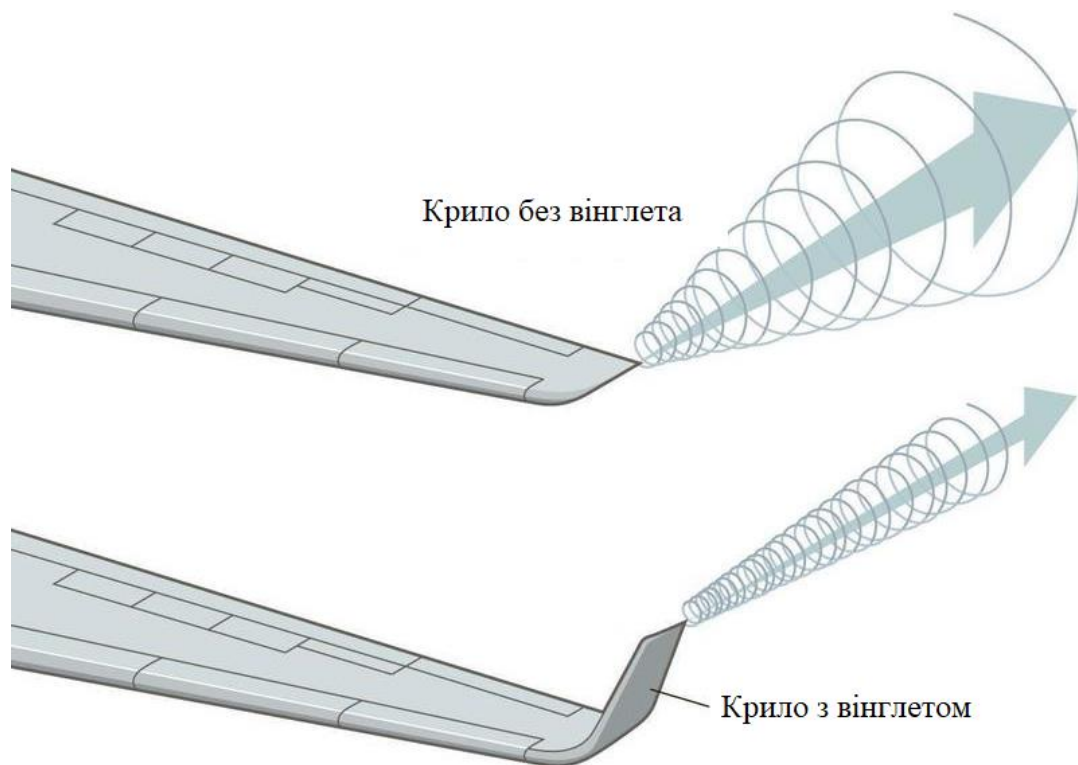


Рисунок 3.11 – Ефект зниження індуктивного опору повітряного потоку

Додавання вінглета до лопатки вітряної турбіни збільшує вироблення енергії без збільшення площі крила, що проектується. Додавання вінглета до класичної прямої лопатки вітряної турбіни збільшує вироблення енергії від 2 до 20 % [19].

Застосування вінглетів до класичних гідротурбін вимагає подальшого ретельного дослідження. З одного боку, вінглети знижують індуктивний опір, знижуючи тиск на протилежний напрямок потоку грані крила. З іншого боку, вони знижують фронтальну потоку проекцію профілю лопатки турбіни, знижуючи ефективну охоплювану поверхню лопатки і дозволяючи деякій додатковій масі води проходити турбіну без віддачі корисної енергії. У вітроенергетиці такої проблеми немає, оскільки потік вітру необмежений. У випадку, якщо аналогія впливу вінглетів в газо- і гідросфері підтвердиться, їх застосування в гідротурбінах ГАЕС може призвести до збільшення вироблення енергії на турбіні на 2 – 20 % аналогічно вітровим турбінам.

Переваги вінглетів полягають у:

- простоті застосування та мінімальному подорожчанні конструкції;
- використанні того ж матеріалу, що і для основних лопатей;
- відсутності приводів, додаткових завихрювачів та деталей, що наварюються;
- достовірному збільшенні ККД за рахунок зниження індуктивного опору крила.

3.3.1.3 Роздільні ребра

Для нейтралізації негативного впливу додаткової вихрової течії встановлюють на лопатях розділові ребра, що перешкоджають проходженню цієї вихрової течії в зони, схильні до кавітації.

На режимах експлуатації гідротурбіни, що відрізняються від розрахункового, кавітаційний процес інтенсифікується додатковою вихровою течією в потоці, що зароджується в районі вхідних кромek лопатей у маточині. При підвищених напорах цей вихровий перебіг виникає на тильній поверхні лопатей і поширюється вздовж вхідної кромки лопатей до обода, потім повертає і проходить вздовж нього, приводячи до додаткового зниження тиску в зонах, схильних до кавітації. При роботі на знижених напорах додатковий вихровий перебіг виникає на робочій поверхні лопатей і, поширюючись від маточини до обода, здійснює поворот і відрив від робочої поверхні цієї лопаті з переходом на тильну поверхню суміжної лопаті і далі проходить по ній до вихідної кромки.

Установка розділових ребер на шляху руху додаткових вихрових течій, змінюючи їх траєкторію руху, дозволяє суттєво зменшити кавітаційну ерозію, до якої схильні робочі колеса при роботі гідротурбін з великим сезонним відхиленням напору від розрахункового. Однак, як показали додаткові експериментальні дослідження на кавітаційному стенді, крім відомих зон розвитку кавітаційної ерозії, при встановленні зазначених розділових ребер у

вигляді суцільних дефлекторів виникають додаткові зони розвитку кавітаційної ерозії на лопатях за задніми кінцями цих ребер.

У гідротурбінах ГАЕС розділові ребра можуть значно збільшити надійність обладнання і знизити зношування під час роботи на режимах, що відрізняються від розрахункових. Відбувається це за рахунок більш упорядкованої організації потоку води та зниження кавітаційних зон.

Додатково збільшити надійність гідротурбіни можна шляхом виконання роздільних ребер порожнистими. Організація введення повітря через них у проточну частину за задньою кромкою ребер дозволяє усунути виникнення зазначених додаткових зон розвитку кавітаційної ерозії і ще більше знизити ерозію у відомих зонах, характерних для режимів експлуатації гідротурбін, що значно відхиляються від розрахункових. Ребро виконується і встановлюється, в основному, так само, як і ребра для відхилення траєкторії руху додаткових вихрових течій, що виникають за вхідними кромками лопат робочого колеса. Однак для досягнення ефекту ежекційної подачі повітря порожнисте ребро, згідно винаходу, має бути встановлене трохи далі від маточини.

Плюси розділових ребер:

- збільшення ККД гідротурбін під час роботи на не розрахункових режимах під час пуску/зупинки або роботи на зниженій/підвищеній потужності.
- зниження зносу обладнання за рахунок зниження розвитку кавітації ерозії лопаток.

Мінуси роздільних ребер:

- збільшення маси і моменту інерції ротора, що обертається.
- ускладнення виробництва та встановлення.
- потрібні додаткові дослідження щодо оптимальної геометрії та кількості роздільних ребер на лопатках.

3.3.2 Моделювання роботи вдосконалених варіантів гідротурбін

Для зниження трудомісткості та тимчасових витрат, а також з метою підвищення якості проектувальних робіт при розрахунковій апробації технічних рішень із застосуванням біоміметики був використаний метод автоматизованого профілювання елементів проточної частини лопатевих машин.

З метою визначення ККД системи в залежності від розглянутих рішень біоміметики в турбінах, проведено симуляцію шести (табл.3.1) моделей гідротурбін із застосуванням пакета ANSYS CFX (рис. 3.12).

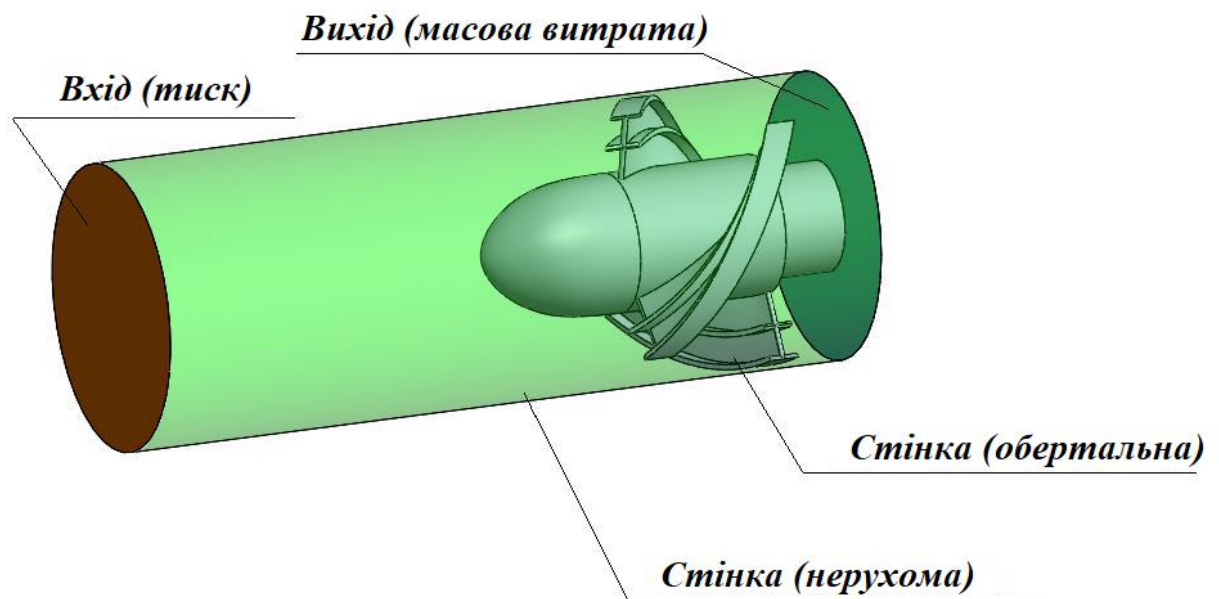
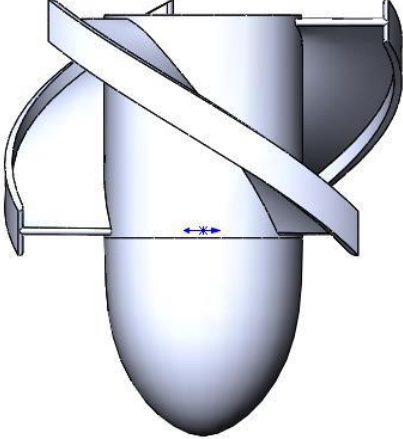
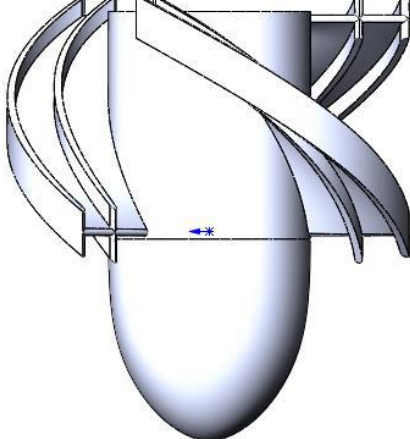
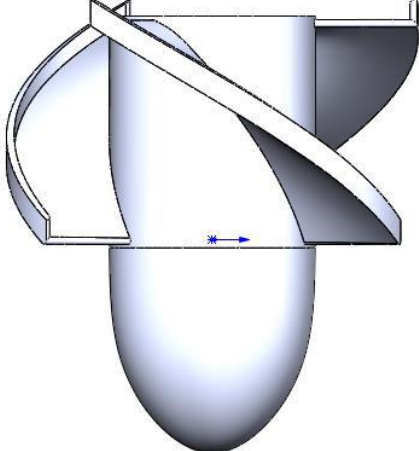
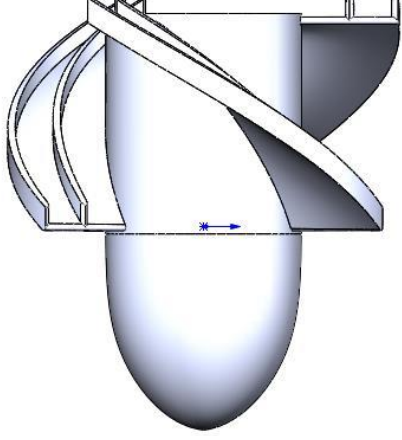
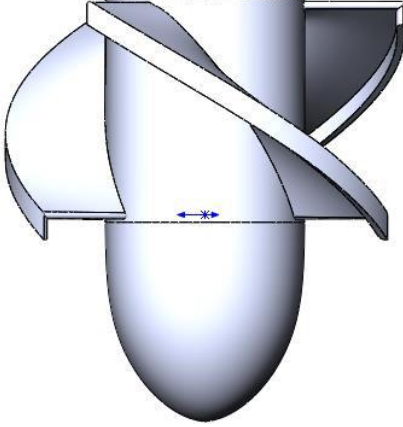
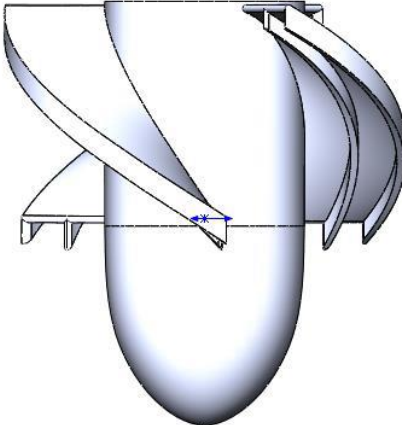


Рисунок 3.12 – Модель для симуляції турбіни в ANSYS CFX

Таблиця 3.1 – Види та комбінації вінглетів та розділових ребер

Гідротурбіна з вінглетами	Гідротурбіна з вінглетами та розділовими ребрами
<p>1. Вінглеті 90° на вході і на виході потоку</p> 	<p>4. Вінглеті 90° та ребра 90° на вході і на виході</p> 
<p>2. Вінглеті 90° на виході потоку</p> 	<p>5. Вінглеті 90° та ребра 90° на виході потоку</p> 
<p>3. Вінглеті 90° на вході потоку</p> 	<p>6. Вінглеті 90° та ребра 90° на вході потоку</p> 

Параметри моделі:

Опорні величини

Температура: 293 [К]

Тиск: 101000 [Па]

Вектор гравітації {x; y; z}:

{0;-9.81;0} [м/с²]

g-точка {x; y; z}:

{0;2;0} [м]

g-щільність: 1000 [кг/м³]

Речовини

Вода (рідка)

Фізичні процеси

Теплоперенесення через h

Турбулентність

k-ε

Початкові дані

Температура: 20 [К]

Швидкість: 0 [м/с]

Тиск: 0 [Па]

Пульсації: 0,01 [-]

Масштаб турбулентності: 0,01 [м]

Рух

Модель

Нав'є-Стокса

Змінні

$$H = \frac{P_{out} - P_{in}}{\rho g} - \text{напір};$$

P_{out} – середнє по поверхні з ГУ «Вихід насоса» повний тиск;

P_{in} – середнє по поверхні з ГУ "Вхід насоса" повний тиск;

$$\eta = \frac{\rho g Q \bar{Q}_{nom} H}{M \omega} - \text{ККД};$$

M – момент х з поверхні з ГУ «Стінка колеса»

Константи

F_1, F_2, F_3, F_4 – площі поверхонь;

$Q_{nom} = 12,5$ [м³/год] – подача насосу;

$\bar{Q} = (0,75 \dots 1,50)$ – видатковий коефіцієнт (для кожного розрахунку задавався окремо);

$\omega = 308,8$ [рад/с] – частота обертів;

$\rho = 1000$ [кг/м³] – щільність робочої рідини;

$g = 9,81$ [м/с²]

Основний режим роботи гідравлічної турбіни – об'ємна витрата води становить $Q = 0,005 \text{ м}^3/\text{с}$.

В результаті проведеного розрахунку режимів роботи гідротурбін з розглянутими рішеннями біомеметики були отримані такі дані (рис. 3.13):

- Починаючи з витрати води $0,004 \text{ м}^3/\text{с}$ та до $0,0072 \text{ м}^3/\text{с}$ найбільший ККД демонструє варіант 2 – вінглети на виході (зворотній кромці) потоку без ребер. Саме цей варіант найбільш оптимальний для ГАЕС зі стандартною витратою води $0,005 \pm 0,001 \text{ м}^3/\text{с}$.

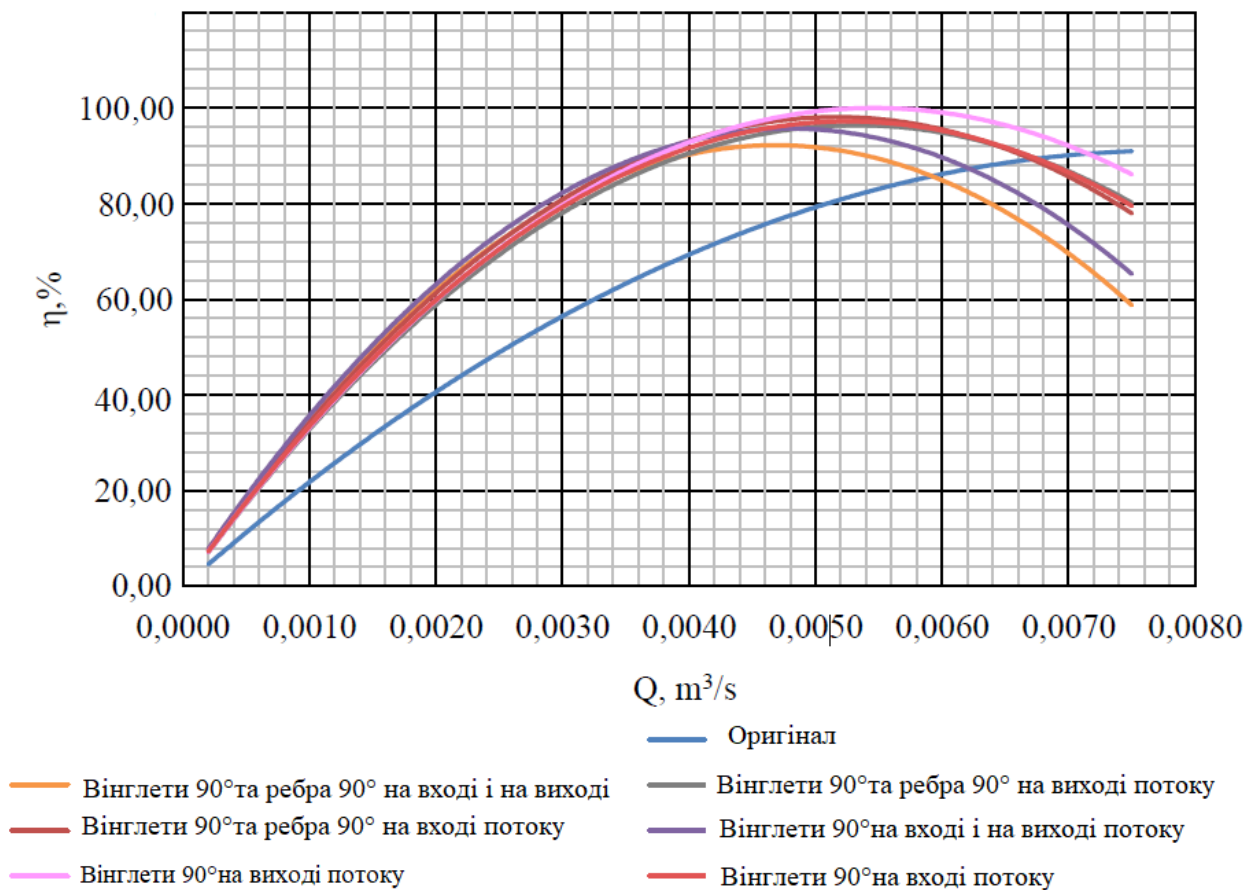


Рисунок 3.13 – Графік залежності ККД шести різних варіантів турбін (таблиця 3.2) від витрати води

- Найменший ККД на досліджуваних ділянках показує варіант 4 з вінглетами та ребрами з обох боків. Причиною тому є найбільш високий момент інерції лопаток.

- Варіант 1 з вінглетами з обох сторін і без роздільних ребер демонструє найкращий ККД на малих витратах (до $0,004 \text{ м}^3/\text{с}$) і гірший на великих (понад $0,004 \text{ м}^3/\text{с}$).

- Варіанти 3, 5 та 6 показують найбільш однакові та порівняно високі показники ККД протягом досліджуваної ділянки витрат.

Тим не менш, вони програють варіанту 2 як за ККД, так і за складністю виготовлення.

3.4 Висновки до розділу

1. В результаті дослідження роботи міні-ГАЕС встановлено, 6 основних розрахункових параметрів, які визначають її характеристики. Це: максимальне річне навантаження, висота розміщення верхнього резервуару, сумарної потужності комплексу енергоустановок, що входять до ЕС, час роботи міні-ГАЕС у піковому режимі, середня температура довкілля у зимовий період, тривалість зимового періоду часу і графік добового навантаження.
2. Встановлено, що створення гідротурбіни, що використовує ефект Магнуса, вимагатиме повної переробки структури турбіни і докладних досліджень в порівнянні з класичними горизонтально-осьовими лопатевими турбінами для уточнення простоти виготовлення та обслуговування даних турбін.
3. Розташування як вінглетів, так і роздільних ребер по обидва боки потоку однією лопаті призводить до погіршення ККД. Для його збільшення зазначені елементи доцільно ставити або перед потоком, що набігає, або після нього.
4. Розташування вінглетів на лопатях за ходом потоку рідини призводить до підвищення ККД.

5. Додаткове ускладнення лопатки роздільними ребрами та додатковими вінглетами показує гірший ККД, ніж варіант з одними вінглетами зі зворотного боку потоку.
6. Для майбутніх досліджень доцільно розглянути вінглети з різними кутами нахилу.
7. Наведено розрахунок баків міні-ГАЕС для забезпечення акумулювання енергію в 1 кВт·год.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Заходи безпеки при монтажі електроустановок

Роботи в електроустановках, що стосується заходів безпеки, діляться на три категорії [10]:

- 1) зі зняттям напруги;
- 2) без зняття напруги на струмовідних частинах і поблизу них;
- 3) без зняття напруги не на струмовідних частинах, що знаходяться під напругою.

У випадку одночасної роботи в електроустановках напругою до і понад 1000 В категорії робіт визначаються як для установок більше 1000 В.

До робіт, які виконуються зі зняттям напруги, належать роботи, які здійснюються в електроустановці (або її частини), в якій з струмопровідних частин знято напругу і доступ в електроустановки (або їх частини), що знаходяться під напругою, стало неможливим.

До робіт, які виконуються без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них, належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. Роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати не менше як двом працівникам, з яких керівник робіт повинен мати групу IV, інші – групу III.

В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них слід виконувати із застосуванням засобів захисту для ізоляції працівника від струмопровідних частин або від землі. У випадку ізоляції працівника від землі роботи слід виконувати згідно спеціальних інструкцій або технологічними картами, в яких передбачені необхідні заходи безпеки.

Під час роботи в електроустановках напругою до 1000 В без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу від них необхідно:

- захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмопровідні частини, які знаходяться під напругою, і до яких можливо випадковий дотик;
- працювати в діелектричній взуття, стоячи або на ізолювальних підставці або на діелектричному килимі;
- застосовувати інструмент з ізолювальними рукавами (у викруток, крім того, повинен бути ізольований стрижень); за відсутності такого інструменту слід користуватися діелектричними рукавичками.

Під час виконання робіт без зняття напруги на струмопровідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно:

- Тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукави до обмежувального кільця;
- Розміщувати ізолювальні частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмопровідними частинами двох фаз чи замикання на землю;
- Користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям.

У разі виявлення порушень лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними забороняється.

У процесі роботи із застосуванням електрозахисних засобів (ізолювальні штанги та кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги) допускається наближення працівника до струмопровідних частин на відстань, яка визначається довжиною ізолювальної частини цих коштів.

Всі працівники, які знаходяться у приміщеннях з чинним електрообладнанням електростанцій і підстанцій (за винятком щитів керування релейних та їм подібних приміщень), в ЗРУ, ВРУ, в колодязях, тунелях і траншеях зобов'язані користуватися захисними касками.

4.2 Допомога при ураженні електричним струмом в електроустановках напругою до 1000 В

Перша медична допомога — це комплекс заходів, спрямованих на відновлення або збереження здоров'я потерпілих, здійснюваних немедичними працівниками (взаємодопомога) або самим потерпілим (самодопомога) [10]. Найважливіше положення надання першої допомоги — її терміновість. Чим швидше вона надана, тим більше сподівань на сприятливий наслідок.

Послідовність надання першої допомоги:

- усунути вплив на організм ушкоджуючих факторів, котрі загрожують здоров'ю та життю потерпілих, оцінити стан потерпілого;
- визначити характер та важкість травми, найбільшу загрозу для життя потерпілого і послідовність заходів щодо його рятування;
- виконати необхідні заходи з рятування потерпілих в послідовності терміновості (відновити прохідність дихальних шляхів, здійснити штучне дихання, провести зовнішній масаж серця);
- підтримати основні життєві функції потерпілого до прибуття медичного працівника;
- викликати швидку медичну допомогу або вжити заходів щодо транспортування потерпілого до найближчого лікувального закладу.

Для звільнення потерпілого від струмоведучих частин або провода напругою до 1000 В слід скористатись канатом, палицею, дошкою або; будь-яким сухим предметом, що не проводить електричного струму.

Якщо електричний струм проходить в землю через потерпілого і він судорожно стискає один провід, то простіше перервати струм, відокремивши потерпілого від землі (підсунувши під нього суху дошку, або відтягнувши за ноги від землі вірьовкою, або відтягнувши за одяг), дотримуючись при цьому запобіжних заходів. Можна також перерубати дроти сокирою з сухою ручкою або перекусити їх інструментом з ізольованими ручками. Перерубувати або

перекушувати проводи слід пофазово, тобто кожний провід окремо, при цьому рекомендується стояти на сухих дошках, на дерев'яній драбині.

Заходи долікарської допомоги залежать від стану, в якому знаходиться потерпілий після звільнення від електричного струму. Після звільнення потерпілого від дії електричного струму необхідно оцінити його стан. У всіх випадках ураження електричним струмом необхідно обов'язково викликати лікаря незалежно від стану потерпілого.

Якщо потерпілий при свідомості та стійке дихання і є пульсом, але до цього втрачав свідомість, його слід покласти на підстилку з одягу, розстебнути одяг, котрий затруднює дихання, забезпечити приплив свіжого повітря, розтерти і зігріти тіло та забезпечити повний спокій, дати понюхати нашатирний спирт, сполоснути обличчя холодною водою. Якщо потерпілий, котрий знаходиться без свідомості, прийде до тями, слід дати йому випити 15—20 краплин настоянки валеріани і гарячого чаю.

Ні в якому разі не можна дозволяти потерпілому рухатися, а тим більше продовжувати роботу, оскільки відсутність важких симптомів після ураження не виключає можливості подальшого погіршення стану. Лише лікар може робити висновок про стан здоров'я потерпілого. Якщо потерпілий дихає рідко і судорожно, але у нього не намацується пульсу необхідно відразу зробити йому штучне дихання.

За відсутності дихання та пульсу у потерпілого внаслідок різкого погіршення кровообігу мозку розширюються зіниці, зростає синюшність шкіри та слизових оболонок. У таких випадках допомога повинна бути спрямована на відновлення життєвих функцій шляхом проведення штучного дихання та зовнішнього (непрямого) масажу серця.

Потерпілого слід переносити в інше місце лише в тих випадках, коли йому та особі, що надає допомогу, продовжує загрозувати небезпека або коли надання допомоги на місці не можливе. Для того, щоб не втрачати час, не слід роздягати потерпілого. Не обов'язково, щоб при проведенні штучного дихання потерпілий знаходився в горизонтальному положенні. Якщо потерпілий

знаходиться на висоті, необхідно перед спуском на землю зробити штучне дихання безпосередньо в люльці, на щоглі і на опорі.

Опустивши потерпілого на землю, необхідно відразу розпочати проведення штучного дихання та масажу серця і робити це до появи самостійного дихання і відновлення діяльності серця або передачі потерпілого медичному персоналу.

4.3 Підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики у воєнний час

На основі всебічного аналізу факторів, що впливають на стійкість роботи об'єктів енергетики, робляться висновки про ймовірність виникнення аварій, стихійних лих, терористичних актів та їх впливу на виробничу діяльність і визначаються основні напрямки (шляхи) підвищення стійкості функціонування об'єктів енергетики в надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу [11]:

1. Забезпечення надійного захисту робітників та службовців від впливу вражаючих факторів аварій, катастроф, стихійних лих і засобів ураження
2. Захист основних виробничих фондів від впливу вражаючих факторів аварій, катастроф, стихійних лих та засобів ураження, в тому числі і від вторинних вражаючих факторів;
3. Забезпечення стабільності і безперервності управління виробництвом та ЦЗ;
4. Забезпечення надійності постачання об'єкта енергоносіями.

Для надійного функціонування об'єктів енергетики в надзвичайних ситуаціях завчасно організовуються і проводяться заходи, спрямовані на підвищення стійкості їх роботи. До них відносяться:

1. Інженерно-технічні заходи (ІТЗ).
2. Технологічні заходи.
3. Організаційні заходи.

Інженерно-технічні заходи – заходи, спрямовані на забезпечення підвищення стійкості будівель, споруд, обладнання, енергетичних систем до впливу НС.

Технологічні заходи – заходи, спрямовані на здійснення підвищення стійкості шляхом зміни технологічного режиму, що виключає виникнення вторинних факторів ураження.

Організаційні заходи – заходи, спрямовані на завчасну розробку і планування дій керівного складу, особового складу, штабу ЦЗ, служб, невоєнізованих формувань об'єктів енергетики в умовах надзвичайних ситуацій.

Основними напрямками підвищення стійкості функціонування є наступне:

- забезпечення захисту населення і його життєдіяльності;
- раціональне розміщення виробничих сил та потужностей на території об'єкта енергетики, регіону;
- підготовка до роботи в умовах НС мирного та воєнного часу;
- підготовка до виконання робіт по відновленню об'єктів в умовах НС;
- підготовка системи управління.

Всі ці заходи повинні забезпечити максимально можливе зниження втрат і руйнувань та зменшити можливість виникнення повторних зон зараження при впливі РР, ОР та НХР. Зміст таких заходів, виходячи з галузевих і інших нормативних документів, конкретизується для кожної територіальної ланки..

Ми знаємо, що електропостачання є основою всякого виробництва. Для забезпечення надійного електропостачання в НС при його проектуванні та будівництві повинні бути враховані наступні основні вимоги, що впливають із завдань цивільного захисту:

1. Електропостачання повинно здійснюватися від енергосистем, до складу яких входять електростанції, що працюють на різних видах палива.

2. Великі електростанції слід розміщувати одну від одної і від великих міст на значних відстанях.

3. Районні понижуючі підстанції, диспетчерські пункти енергосистем та лінії електропередач необхідно розміщувати розсереджено і надійно захищати.

4. Постачання електроенергією великих міст слід передбачати від двох незалежних джерел.

Крім того, необхідно створювати автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати рухливі електростанції на залізничних платформах, малопотужні електростанції, не включені до енергосистеми. Система електропостачання повинна мати грозозахисту систему та захист від впливу електромагнітного імпульсу ядерного вибуху.

Енергетичні споруди та електричні мережі повинні проектуватися з урахуванням забезпечення стійкого електропостачання категорійних міст і об'єктів. Схема електричних мереж енергосистем при необхідності повинна передбачати можливість автоматичного розподілу енергосистеми на збалансовані, незалежно працюючі частини. При проектуванні енергетичних систем і їхнього об'єднання теплові (конденсаційні) електростанції слід розміщати поза зонами можливого катастрофічного затоплення. У категорійних містах припускається розміщення тільки теплоелектроцентралей незалежно від їхньої встановленої потужності з максимальним віддаленням їх від центрів житлової і промислової забудов. Нові атомні електростанції та атомні теплоелектроцентралі повинні розміщатися з урахуванням їх впливу на навколишнє середовище і радіаційну безпеку населення. На існуючих та на тих, що проектуються і будуються атомних станціях, передбачається створення систем автоматизованого контролю за радіаційною обстановкою на території станції і в зоні спостереження цих станцій, оповіщення та інформаційного забезпечення обслуговуючого персоналу і населення про радіаційну небезпеку, а також захищених пунктів керування протиаварійними діями на території станції і в пристанційних селищах.

При проектуванні схем зовнішнього електропостачання категорійних міст необхідно передбачати їхнє електропостачання від декількох незалежних та територіально рознесених джерел живлення (електростанції і підстанції),

частина з яких повинна розташовуватися за межами зон можливих руйнувань. При цьому зазначені джерела і їхні лінії електропередачі повинні, як правило, знаходитися на відстані одне від одного, що виключає можливість їхнього одночасного виходу з ладу. Системи електропостачання категорійних міст повинні враховувати можливість забезпечення транзиту електроенергії в обхід зруйнованих об'єктів за рахунок спорудження коротких перемичок повітряними лініями електропередачі. Нові лінії електропередачі, що живлять особливо важливих споживачів, слід проектувати в кабельному виконанні. Для забезпечення можливості зниження електричного навантаження в категорійних містах системи електропостачання об'єктів, які не відключаються у воєнний час, повинні бути відділені від систем електропостачання інших об'єктів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Виконано систематизацію накопичених розрахунково-теоретичних та методологічних матеріалів, отриманих для міні-ГАЕС.

2. Встановлено розрахункові параметри міні-ГАЕС для енергосистеми з традиційними та відновлюваними джерелами енергії. Показаний ефект від використання міні-ГАЕС для регулювання графіка навантаження в локальній енергосистемі.

3. Розглянуто застосування найперспективніших з економічної точки зору схемних рішень для модульних міні-ГАЕС та обґрунтовано найбільш оптимальні варіанти.

4. Позначено найбільш перспективні науково-технічні рішення, рекомендовані для підвищення ефективності та раціонального застосування міні-ГАЕС.

5. Описано застосування найбільш перспективних способів підвищення ефективності гідроагрегатів за допомогою технічних рішень із застосуванням біоміметики. Найбільш раціональним з них є застосування закінчень лопатей, які називаються вінглетами.

6. Запропоновано проект установки міні-ГАЕС баштового типу та проведено його розрахунок. Проект може використовуватися для відпрацювання робочих режимів та виявлення найбільш оптимальних параметрів.

7. Впровадження міні-ГАЕС має наступні переваги:

- найбільш економічно доцільний і технологічно відпрацьований спосіб зниження нерівномірності навантаження на мережу не менше ніж на 20 %;
- забезпечення екологічним енергопостачанням автономних споживачів;
- безперебійне використання різних видів генерації електроенергії (сонячні, вітрові, традиційні);
- підвищення надійності електропостачання споживачів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Стельмах С.С. Енергоефективність гідроакumuлюючих установок малої потужності // С.С.Стельмах, В.П.Коваль /Актуальні задачі сучасних технологій : зб. тез доповідей XI міжнар. наук.-практ. конф. Молодих учених та студентів, (Тернопіль, 7–8 груд. 2022.) / М-во освіти і науки України, Терн. націон.техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. – Тернопіль: 2022. – С.

2. United States Department of Energy Global Energy Storage Database, GESDB, 2018 Report <https://www.sandia.gov/ess-ssl/doe-global-energy-storage-database/>

3. Коваль В. П. Суміщене електропостачання від поновлювальних джерел енергії / Вадим Коваль // Матеріали IV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп’ютерних технологій“ присвячена 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця, 20-21 червня 2019 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2019. — С. 294.

4. Коваль В. П. Енергетична ефективність систем позиціонування плоских сонячних панелей / В. П. Коваль, Р. Р. Івасечко, К. М. Козак // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2015. - № 3. - С. 2-10.

5. Коваль В. П. Підвищення ефективності використання вітрового потоку у вітрових енергоустановках / В. П. Коваль // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“ до 60-річчя з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя та 175-річчя з дня народження Івана Пулюя, 14-15 травня 2020 року. — Т. : ТНТУ, 2020. — С. 204.

6. Orobchuk, B., & Koval, V. (2020). Development and research of Wi-Fi network for receiving and transmitting telemechanical information in the training laboratory. Вісник Тернопільського національного технічного університету, 99(3), 124-132.

7. Pérez-Díaz, J. I., Chazarra, M., García-González, J., Cavazzini, G., &

Stoppato, A. (2015). Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 767-784.

8. Táci, I., & Szorenyi, G. (2016). Pumped storage hydroelectric power plants: issues and applications. Budapest, Hungary: Paper Presented at the Energy Regulators Regional Association Secretariat (ERRAS).

9. Pacot, O., Martignoni, S., Smati, L., Denis, V., & Münch-Alligné, C. (2022). Case studies of small pumped storage. *LNB*, 2101392.

10. В. Ц. Жидецький, В. С. Джигирей, О. В. Мельников — Вид. 2-е, стереотипне. — Львів: Афіша, 2000. — 348 с.

11. Цивільна оборона та цивільний захист: Підручник. — 2-ге вид., перероб. Затверджено МОН / Стеблюк М.І. — К., 2010. — 487 с.