С.О. Кудря, В.М. Головко

ОСНОВИ КОНСТРУЮВАННЯ ЕНЕРГОУСТАНОВОК З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Навчальний посібник

С.О. Кудря, В.М. Головко

ОСНОВИ КОНСТРУЮВАННЯ ЕНЕРГОУСТАНОВОК З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

■

Навчальний посібник

Київ
2019

УДК 621.313

Рецензенти:
д-р техн. наук Рєзцов В.Ф.
д-р техн. наук Васько П.Ф.
д-р техн. наук Забарний Г.М.

Кудря С.О., Головко В.М.
Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії : навчальний посібник/– Київ:НТУ КПІ,2019 – 196с.

У навчальному посібнику поданий матеріал, що відповідає навчальній програмі для підготовки фахівців за спеціальністю “Нетрадиційні джерела енергії”. Інформаційний об’єм даної роботи містить основні положення щодо конструювання вітроенергетичних, сонячних установок, малих гідроелектростанцій, біогазових та геотермальних установок.

Навчальний посібник “Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії” призначений для студентів вищих навчальних закладів, які проходять підготовку за спеціальністю “Нетрадиційні джерела енергії”.

© Київ, НТУ КПІ , 2019
© Кудря С.О., Головко В.М.,2019

ЗМІСТ

	ПЕРЕДМОВА…….…	6
	ВСТУП.....	8
1	ПРИНЦИПИ КОНСТРУЮВАННЯ.....	18
1.1	Мета та задачі конструювання……	18
1.2	Економічні засади конструювання…….	19
1.3	Поняття корисної віддачі та довговічності……	21
1.4	Експлуатаційна надійність……..	22
1.5	Уніфікація виробничих рішень……...	22
1.6	Утворення номенклатури та рядів об’єктів виробництва……	24
1.7	Загальні правила та методичні положення конструювання…….	25
2	КОНСТРУЮВАННЯ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК.....	31
2.1	Загальна побудова систем вітроенергетичних установок.....…..	31
2.2	Вихідні положення до розрахунку вітроенергетичних установок……..	36
2.3	Аеродинамічний розрахунок ротора вітроустановки……...	38
2.4	Визначення навантажень на елементи систем регулювання вітроустановок……..	43
2.5	Опори вітроустановок……..	45
2.6	Схеми генерування електричної енергії вітроустановками.....	54
2.7	Приклади розрахунку та контрольні питання……...	57
3	КОНСТРУЮВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК	70
3.1	Загальні підходи до побудови теплових сонячних енергетичних установок.....	73

3.2 Розрахунок фотоелектричних перетворювачів (сонячних батарей)….. 89
3.3 Приклади розрахунку та контрольні питання……... 91
4 КОНСТРУЮВАННЯ МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....…..... 97
4.1 Основні схеми та склад споруд малих гідроелектростанцій..... 98
4.1.1 Схеми пригребельних гідроелектростанцій…….. 99
4.1.2 Деривaційні схеми гідроелектростанцій..... 103
4.1.3 Гребельно-деривaційні (мішані) схеми гідроелектростанцій…….. 105
4.1.4 Основні стадії проектування малих гідроелектростанцій…… 106
4.2 Гідрологічні та гідроенергетичні розрахунки при конструюванні малих гідроелектростанцій…….. 106
4.2.1 Основні показники гідрологічних розрахунків……. 107
4.2.2 Методи оцінки норми стоку…… 108
4.2.3 Визначення об’єму водосховища.....…... 112
4.2.4 Гідроенергетичні розрахунки.....…… 115
4.3 Турбіни малих гідроелектостанцій.....…... 117
4.3.1 Активні турбіни…… 117
4.3.2 Реактивні турбіни……. 122
4.4 Електрообладнання малих гідроелектростанцій……... 128
4.4.1 Вибір потужності генератора електростанції…… 130
4.4.2 Синхронні генератори…….. 131
4.4.3 Асинхронні генератори…… 132
4.4.4 Автоматизація гідроелектростанцій……... 133
4.5 Приклади розрахунку та контрольні питання……... 138
5 КОНСТРУЮВАННЯ БІОГАЗОВИХ УСТАНОВОК…….... 146
5.1 Технологічна схема біогазової установки……. 147
5.1.1 Збирання та підготовка вхідної сировини…….. 149
5.1.2 Метанове бродіння……... 150

5.1.3 Розподіл продуктів ферментації (бродіння)..... 151
5.1.4 Використання продуктів ферментації..... 154
5.2 Розрахунок основних блоків технологічного обладнання біогазових установок..... 154
5.2.1 Обладнання підготовки вхідної маси..... 154
5.2.2 Визначення основних параметрі метантенку..... 155
5.2.3 Визначення основних параметрів газгольдера..... 156
5.2.4 Розрахунок кількості теплоти в установці..... 158
5.2.5 Визначення вихідних показників установки..... 159
5.3 Приклади розрахунку та контрольні питання..... 159
6 КОНСТРУЮВАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ УСТАНОВОК..... 164
6.1 Структурні схеми геотермальних установок..... 164
6.1.1 Принципові схеми систем геотермального теплопостачання..... 168
6.1.2 Розрахунок об'єму добутку термальної води для забезпечення теплового навантаження системи з догріванням від пікової котельні..... 172
6.1.3 Кількість видобувних та поглинальних свердловин..... 180
6.2 Розрахунок теплообмінного обладнання геотермальних установок..... 180
6.2.1 Розрахунок потужності насоса для закачування теплоносія в поглинаючу свердловину..... 186
6.3 Приклади розрахунку та контрольні питання..... 187
БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК..... 194

ПЕРЕДМОВА

Навчальний посібник “Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії” призначений для студентів вищих навчальних закладів, які проходять підготовку за спеціальністю 7.090500 “Нетрадиційні джерела енергії”.

Вивчення курсу як загально-технічної дисципліни спрямоване на формування спеціаліста, який має достатні знання для загальної компоновки установок, що використовують енергію відновлюваних джерел та уміння провести розрахунок параметрів основних вузлів, а також здатен ефективно застосовувати отримані знання при проведенні дослідних, технологічних та експлуатаційних робіт з вищеназваними агрегатами.

Дисципліна “Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії” належить до циклу професійної та практичної підготовки бакалавра і базується на інформації, що отримана студентами при вивченні на попередніх курсах з таких дисциплін як, “Вища математика”, “Фізика”, “Інженерна графіка”, “Теоретичні основи електротехніки”, “Теоретична механіка”, “Фізика і техніка нетрадиційних джерел енергії”.

Метою вивчення дисципліни є формування у студентів чіткого розуміння основ конструювання установок, що використовують відновлювані джерела енергії. Отримані знання дадуть студентам зрозуміти та вирішити задачі при впровадженні та експлуатації вищевказаних установок у виробництві.

В процесі вивчення дисципліни студенти повинні здобути знання із:

– термінології, що належить до основних понять дисципліни;

– методів опису процесів, що розглядаються при конструюванні установок відновлюваних джерел енергії;

– основ застосування відновлюваних джерел енергії при різних типах технологічного навантаження;

– володіти стандартизованою термінологією, що використовується при конструюванні установок відновлюваних джерел енергії;

– користуватися довідковою літературою, володіти навичками пошуку необхідної інформації в бібліотеках та в мережах електронних засобів;

– визначати, розраховувати основні параметри установок та агрегатів відновлюваних джерел енергії;

– володіти основними математичного та фізичного моделювання процесів, що виникають в установках із використання відновлюваних джерел енергії.

ВСТУП

Використання енергії відновлюваних джерел (ВДЕ) як альтернативи традиційним енергоносіям останнім часом стає все більш актуальним. Незаперечні переваги їх застосування - невичерпність і екологічна чистота, а також необхідність забезпечення енергетичної безпеки країн, зменшення обсягів шкідливих викидів і збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь, обумовили бурхливий розвиток відновлюваної енергетики як цілком конкурентноздатної галузі енергетики.

Паливно-енергетичні ресурси – сукупність всіх природних і перетворених видів палива та енергії, що використовуються в національному господарстві та об'єднують традиційні і нетрадиційні їх види.

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) – це потоки енергії, що постійно або періодично діють в природі. В цілому всі енергетичні потоки ВДЕ поділяються на дві основні групи – пряма енергія сонячного випромінювання та її вторинні прояви в вигляді енергії вітру, гідроенергії, теплової енергії оточуючого середовища, енергії біомаси та інше. Загалом ВДЕ класифікують наступним чином:

- променистa енергія Сонця;
- енергія вітру;
- гідроенергія течій води, хвиль, припливів;
- теплова енергія оточуючого середовища (Землі, повітря, морів та океанів);
- енергія біомаси;
- геотермальна енергія.

Енергетичні ресурси Землі за даними Світової енергетичної Ради класифіковані на 16 видів, що об'єднують окремі групи, взаємопов'язані між собою:

– за рівнем і масштабами освоєння: «традиційні - нетрадиційні»;

– за природою енергоутворення: «відновлювані - невідновлювані».

Недоліком ВДЕ є дискретність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що до останнього часу спричиняло значні ускладнення в багатьох випадках їх використання і не відповідало сучасним вимогам щодо енергопостачання споживачів. Сучасні технології і обладнання, а також прийоми раціонального використання ВДЕ, основані на комплексному використанні різних видів ВДЕ та акумуляторів енергії, фактично ліквідували перешкоди щодо їх широкомасштабного впровадження і обумовили бурхливий розвиток енергетики на основі ВДЕ в світі.

Якість відновлюваних джерел енергії. Зазвичай під якістю джерел енергії як відновлюваних, так і невідновлюваних мають на увазі частку енергії джерела, яка може бути перетворена на механічну роботу. Наприклад, електрична енергія має високу якість, оскільки за допомогою електродвигуна більше 95% її можна перетворити на механічну роботу. Якість теплової енергії, що виділяється при спалюванні палива на традиційних теплоелектростанціях, або видобутої з гарячих надр Землі, досить низька, оскільки тільки близько 30 % теплоти згорання палива або ентальпії гарячої води і пари з надр Землі перетворюється в кінцевому результаті на механічну роботу. За цією ознакою відновлювані джерела енергії можна розділити на три групи:

1 – відновлювані джерела механічної енергії, основними з яких є гідроенергія, вітрова енергія, енергія хвиль та припливів. В цілому якість цих джерел висока і зазвичай їх використовують для виробництва електроенергії. Коефіцієнт

використання вітрової енергії складає до 30 %, гідроенергії – 60 %, хвильової і припливної енергії – 75%;

2 – теплові відновлювані джерела енергії, основними з яких є пряма енергія Сонця, енергія біопалива. Максимальна частка теплоти таких джерел, яка може бути перетворена на механічну роботу, визначається другим законом термодинаміки. На практиці перетворити на роботу вдається приблизно половину теплоти, що допускається другим законом термодинаміки. Для сучасних парових турбін, наприклад, ця величина не перевищує 35 %;

3 – відновлювані джерела енергії на основі фотонних процесів, до яких належать джерела, що використовують фотосинтез і фотоелектричні явища. Досягти високої ефективності перетворення енергії у всьому спектрі сонячного випромінювання дуже важко, і на практиці ККД фотоперетворювачів поки не перевищує 25 %.

Відновлювані і традиційні (викопні копалини) джерела енергії істотно відрізняються за характерною для них початковою щільністю потоків енергії. Для відновлюваних джерел початкова щільність енергії, як правило, не перевищує 1кВт/м^2 (наприклад, щільність енергії сонячного випромінювання, енергії вітру при швидкості близько 10 м/с); для невідновлюваних джерел енергії її значення на декілька порядків вище. Наприклад, теплове навантаження в трубах парових котлів складає приблизно 200 кВт/м^2 і вище, а в теплообмінниках ядерних реакторів — декілька мегават на 1м^2 . Через таку значну відмінність щільності потоків енергії виникають суттєві відмінності в експлуатації енергоустановок на невідновлюваних і відновлюваних джерелах – традиційні енергоустановки є ефективними при великій одиничній потужності установки, проте розподіл енергії серед споживачів вимагає високих витрат, а енергоустановки на основі відновлюваних джерел енергії ефективні при малій одиничній потужності, але необхідні великі витрати для підвищення потужності при об'єднанні таких установок в єдину енергосистему.

Відновлювані джерела енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання є можливим на основі науково розроблених принципів перетворення енергії ВДЕ у види, що потрібні споживачам. В оточуючому середовищі завжди існують потоки відновлюваної енергії, тому в процесі розвитку відновлюваної енергетики необхідно орієнтуватися на місцеві енергоресурси, вибираючи найбільш ефективні з них. Важливим заходом ефективного використання ВДЕ є комплексний підхід у плануванні енергетики на основі відновлюваних енергоресурсів. Відновлювані джерела енергії є невід'ємною частиною навколишнього середовища, тому як їх вивчення, так і використання не може обмежуватися рамками однієї наукової дисципліни або завдання. Часто дослідження охоплюють область від промислової біотехнології до електроніки і процесів управління. Використання ВДЕ повинно бути багатоваріантним і комплексним, що дозволить прискорити економічний розвиток регіонів. Наприклад, хорошою базою для використання ВДЕ можуть слугувати агропромислові комплекси, де відходи тваринництва і рослинництва є сировиною для отримання біогазу, а також рідкого і твердого палива, виробництва добрив.

Для ефективного планування енергетики на відновлюваних ресурсах необхідно, по-перше, систематичне дослідження навколишнього середовища, аналогічне дослідженням геологічного характеру при пошуках нафти або газу, по-друге, вивчення потреб конкретного регіону в енергії для промислового, сільськогосподарського виробництва і побутових потреб. Зокрема, необхідно знати структуру споживачів енергії, щоб вибирати джерело енергії з кращими економічними показниками.

Найбільш масштабним на сьогодні є використання гідроенергії та енергії вітру. Досить широко та успішно функціонує велика гідроенергетика, проводиться робота з відновлення занедбаних і будівництва нових об'єктів малої гідроенергетики, особливо у важкодоступних для підведення ліній електропередач

районах. Спалювання біомаси для отримання теплової енергії із застосуванням сучасного устаткування стає все більш поширеним. Практично у всіх регіонах світу існують можливості для експлуатації вітроенергетичного обладнання з метою виробництва електроенергії і виконання механічної роботи та створення і розширення біоенергетичного сектору для одержання біогазу. Геотермальна енергія має значний потенціал в окремих регіонах світу і може успішно використовуватися для опалення і гарячого водопостачання, а також для виробництва електроенергії. Енергія сонячної радіації може ефективновикористовуватись для гарячого водопостачання і опалення; фотоелектрика в промислових масштабах усе ще малодоступна - прогрес може бути тільки у випадку різкого технологічного росту, що забезпечить значне зниження цін на фотоелектричні станції. Найбільш поширеним є використання сонячних фотоелементів для живлення електроприладів – калькуляторів, годинників, тощо вартісні показники електроенергії від ВДЕ, виробленої на різних видах електростанцій, вже зараз знаходяться в середньому на рівні традиційних електростанцій; із загального ряду випадає фотоенергетика, де вартість електроенергії в 4-5 разів вища; спостерігається стійке зниження вартості електроенергії від ВДЕ, в тому числі і на фотоелементах, яка, відповідно прогнозів, наблизиться до вартості електроенергії від інших видів через 5-10 років

НЕ–ВІДНОВЛЮВАНІ	1. Вугілля (включаючи лігніт) 2. Сира нафта і природний газовий конденсат 3. Важкі нафти, пальні сланці, бітум 4. Природний газ 5. Ядерна енергія	ТРАДИЦИЙНІ
ВІДНОВЛЮВАНІ	6. Торф 7. Дрова 8. Гідроенергія 9. Енергія мускульної сили тварин та людей	

	10. Біомаса (за винятком дров) 11. Сонячна енергія 12. Геотермальна енергія 13. Вітрова енергія 14. Енергія припливів 15. Енергія хвиль 16. Теплова енергія океану	НЕТРАДИЦИЙНІ

В таблиці 1 наведені граничні значення питомої вартості електроенергії, виробленої на традиційних електростанціях і на електростанціях на основі ВДЕ.

Таблиця 1 — Граничні значення вартості 1 кВт·год. електроенергії, виробленої на різних типах електростанцій.

Енергоустановки і енергосистеми	**Вартість 1 кВт·год. електроенергії, цент США/ кВт·год.**	
	мінімальна	**максимальна**
Мікро- і малі ГЕС	3,0	4,0
Газотурбінні станції з комбінованим циклом	3,7	5,0
ВЕС	4,0	5,0
Атомні станції	4,0	8,0
Газ сміттєзвалищ	4,5	8,0
Тверді побутові відходи	4,5	7,0
Геотермальні станції	5,0	6,0
ТЕС на газі	5,0	6,5
ТЕС на вугіллі	5,2	8,0
ТЕС на відходах деревини	6,0	7,0
Екологічно чисті ТЕС	7,0	9,0
Сонячні термодинамічні станції	8,0	10,0
Газифікація біомаси	8,0	9,0
Фотоелектричні станції	20,0	28,0

Використання енергії відновлюваних джерел в світі має найбільш давні традиції – ще кілька століть назад основою енергетики було використання вітрових і водяних агрегатів та мускульної енергії тварин. На кінець XIX століття в Російській імперії сумарна потужність вітрових та водяних млинів дорівнювала приблизно двом блокам Чорнобильської АЕС. Важливим джерелом для отримання теплової енергії була біомаса – дрова, торф, використання яких до цього часу в сільській місцевості України не втратило свою актуальність.

Середина XX століття характеризується майже повною відмовою від ВДЕ. Однак енергетична криза 70-х років минулого століття, що поставила людство перед загрозою вичерпання викопних енергетичних ресурсів, та Чорнобильська катастрофа 1986 року, яка показала реальну загрозу існуванню цивілізації, корінним чином змінили підходи до використання первинних джерел енергії. Почала формуватися науково-технічна база нової галузі, яка отримала назву «відновлювана енергетика».

Використання енергії відновлюваних джерел у даний час є одним із пріоритетних напрямів розвитку світової енергетики, що обумовлено необхідністю:

- усунення енергетичної нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами;
- зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв;
- збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь;
- збільшення витрат органічної сировини для неенергетичних потреб.

Строки окупності капітальних вкладень в енергетику в середньому складає 8...10 років. При цьому на спорудження теплоелектростанції необхідно 6...8 років, великих гідростанцій і атомних станцій – 10...12 років. Вітроенергетична станція за кордоном споруджується за 5-6 місяців, починаючи з підписання контракту,

термін її окупності – 8...10 років. У централізованих енергосистемах прийнятний строк окупності (5...10 років) визначається питомими капітальними вкладеннями 800-1000 дол./кВт і менше, терміном використання встановленої потужності – 2200 і більше годин у рік. Для автономних енергосистем ці показники складають, відповідно, 2000 дол./кВт і 1500 годин у рік

Переведення одиниць виміру енергоносіїв в умовне паливо – переведення одиниць виміру витрат котельно-пічного палива (вугілля та вуглепродукти, нафта та нафтопродукти, природний газ), інших видів (торф, торфобрикети, дрова, коксовий газ, доменний газ, нафтозаводський газ, феросплавний газ тощо) в умовне паливо проводиться на основі еквівалентних коефіцієнтів, які враховують калорійність в ккал/кг або кДж/кг одиниці палива за всіма його видами.

Назви чисел і префікси

Число	**Префікси**		**Скорочене позначення**		**Назва аранко- американська**		**Назва англо–німецька**	
	Українською мовою	**Англійською мовою**	**Українською мовою**	**Англійською мовою**	**Українською мовою**	**Англійською мовою**	**Українською мовою**	**Англійською мовою**
10	дека	deca	да	da	десять	One ten	десять	One ten
10^2	гекто	hecto	г	h	сто	One hundred	сто	One hundred
10^3	кіло	kilo	к	к	тисяча	One thousund	тисяча	One thousund
10^6	мега	mega	м	М	мільйон	One million	мільйон	One million
10^9	гига	giga	г	G	більйон	One billon	мільярд	One thousand million
10^{12}	тера	tera	Т	Т	трильйон	One trillion	більйон	One billion
10^{15}	пета	peta	П	Р	квадриль-йон	One quadrillion	Тисяча більйонів	One thousand billion
10^{18}	екса	exa	Е	Е	квінтильйон	One quintillion	трильйон	One trillion
10^{21}					секстильйон	One sextillion	Тисяча трильйонів	One thousand trillion
10^{24}					септильйон	One septillion	Квад–рильйон	One quadrillion

Співвідношення одиниць енергії

	кДж	кГ·м	ккал	кВт·год.	кг у.п. (при виробленні електричної енергії))	кг у.п. (при виробленні теплової енергії
1 Дж	1	0,102	$2{,}39\cdot10^{-4}$	$2{,}78\cdot10^{-7}$	$9{,}74\cdot10^{-11}$	$3{,}41\cdot10^{-11}$
1 кГ·м	9,81	1	$2{,}34\cdot10^{-3}$	$2{,}72\cdot10^{-6}$	$9{,}57\cdot10^{-10}$	$3{,}33\cdot10^{-10}$
1 ккал	4187	427	1	$1{,}16\cdot10^{-3}$	$4{,}08\cdot10^{-7}$	$1{,}43\cdot10^{-7}$
1 кВт·год	$3{,}6\cdot10^{6}$	$3{,}67\ 10^{5}$	860	1	$3{,}51\cdot10^{-4}$	$1{,}23\cdot10^{-4}$
1 т у.п. (ел.)	$10{,}2\cdot10^{9}$	$1{,}045\cdot10^{9}$	$2{,}45\cdot10^{6}$	2849	1	0,35
1 т у.п. (теп.)	$29{,}3\cdot10^{9}$	$3\cdot10^{9}$	$7\cdot10^{6}$	8130	2,853	1

Умовне паливо (у.п.) – одиниця обліку органічного палива, що використовується для співставлення різних видів палива та його сумарного обліку. Таким паливом вважають паливо, нижча теплотворна здатність якого приблизно дорівнює 29310 кДж/кг. Кожне паливо має свій коефіцієнт еквівалентного переводу в умовне $E_п$, який визначається за співвідношенням:

$$E_{\text{п}}=Q_{\text{н}}/29310,$$

де $Q_{\text{н}}$ – нижча теплотворна здатність палива, що використовується, кДж/кг.

Вугільний еквівалент (в.е.) – одиниця обліку органічного палива.

1 кг в.е.=1 кг у.п. (1 кг в.е. має нижчу теплоту згорання 7000 ккал, що становить 29310 кДж)

Нафтовий еквівалент (н.е.) – одиниця обліку органічного палива.

1 кг н.е. має нижчу теплоту згорання 10000 ккал, що становить 41868 кДж.

1 кг в.е. = 1 кг у.п. = 0,7 кг н.е. = 7000 ккал = 29307,5 кДж = 29,31 МДж,

1 кг н.е. = 1,4286 кг у.п. = 1,4286 кг в.е. = 10000 ккал = 41,868 МДж.

Згідно з Національною енергетичною програмою України, прийнято, що на вироблення 1 кВт·год. енергії на традиційних станціях витрачається 0,3514 кг у.п.

Для вітроенергетичних установок та малих ГЕС прийнято 1 кг у.п. =2,849 кВт·год. Однак для геліоустановок та інших об’єктів альтернативної енергетики прийнято 1 кг у.п.=8,13 кВт·год. .

1 ПРИНЦИПИ КОНСТРУЮВАННЯ.

1.1 Мета та задачі конструювання.

Процес конструювання має за кінцеву мету створення виробу, як результат інтелектуальної діяльності, що раціонально об'єднує виробничі, техніко-економічні та експлуатаційні вимоги. Тобто створена машина, установка, агрегат повинні мати потрібну продуктивність, безвідмовність роботи протягом нормативного часу, мінімальні питомі масогабаритні та енергомісткі параметри, простими та безпечними при експлуатації і ремонті, бути ергономічними.

В той же час, кожний елемент виробу повинен мати свої окремі якісні показники, що залежать від покладених на них функціональних вимог. Так, наприклад, в перетворювачах енергії (механічної в електричну, електричну постійного струму в змінний) головним є досягнення максимального ККД, підтримання нормативного рівня вихідних показників (відхилення величини напруги, частоти, форми кривої струму і т.д.), у вимірювальних системах – чутливість, точність, стабільність показників.

В загальному випадку вирішення питань конструювання установок з відновлюваними джерелами енергії визначається відображенням бінарного відношення множин:

$$f : A \times B \to C$$

де A – множина потреб за енергозабезпеченням об’єкта (виробничого, побутового), що характеризується коефіцієнтом графіка навантаження, ємністю акумулюючого пристрою, потужністю резервного джерела живлення;

B – множина величин ресурсу відновлюваних джерел енергії, в залежності від географічного місцезнаходження об'єкта (широта місцевості, річними показниками того, чи іншого виду відновлюваної енергії та тривалістю періоду їх використання).

Пересічення даних множин (A і B) визначає множину конструктивних параметрів технічних засобів з відновлюваними джерелами енергії – C, що характеризується геометричними параметрами в залежності від коефіцієнтів ефективності за аеродинамічними, теплоенергетичними, ергономічними показниками.

При цьому множина C повинна бути кінцевою за виконання умови:

$$C = k\Big|_{\phi \le \phi_H}$$

де $\psi \le \psi_H$ – умова виконання критерію енергоекономічної оцінки.

Таким чином, вирішення питання конструювання систем з відновлюваними джерелами складає у визначенні взаємно однозначного відображення бінарного відношення при обмеженні умовами енергоекономічної оцінки.

1.2 Економічні засади конструювання.

Невід'ємною частиною процесу конструювання є економічний фактор, що в умовах ринкових відносин враховує співіснування різних форм власності – приватної, колективної, державної. У зв'язку з цим, визначення економічної ефективності створеної установки повинно базуватись на тому, що майбутні капіталовкладення на її реалізацію містять такі принципові положення:

- основними критеріями ефективності капітальних вкладень є показники, що ґрунтуються на оцінці прибутку та рентабельності;
- норматив ефективності дорівнює нормі дисконтування (приведення різночасних економічних показників до початку розрахункового періоду –

тобто до року, що передує початку реалізації проекту), що приймається в залежності від конкретних умов і відповідає процентній ставці банку на довготермінові вклади;

- обсяги капітальних вкладень і річних витрат виробництва визначаються, як правило, за діючими цінами, тарифами та нормативами (при розрахунках на віддалену перспективу – за прогнозними оцінками);
- розрахунковий період приймається, як правило, рівним тривалості будівництва плюс 15 років, що відповідає термінові служби основного обладнання;
- амортизаційні відрахування на реновацію визначаються з урахуванням їх дисконтування, тобто за формулою складних процентів;
- при виконанні розрахунків слід враховувати інфляцію, а також невизначеність початкової інформації та обумовлений цим ризик.

Головною задачею економічної оцінки є не зниження вартості установки, а визначення економічної ефективності корисної віддачі її за весь період експлуатації (вартість інколи є незначною складовою даної величини).

Одним із основних показників ефективності вкладень є інтегральний дисконтований чистий прибуток *($П_{дс}$)*, що дорівнює дисконтованій сумі всіх доходів і витрат за розрахунковий період:

$$П_{дс} = \sum_{t=1}^{T} \frac{D_t - З_t}{(1+E)^t},$$

де D_t – вартість реалізованої продукції та інші доходи за рік t;

$З_t$ – річні витрати, що є сумою капітальних вкладень та експлуатаційних витрат (без амортизаційних відрахувань на реновацію) в році t;

E – норматив дисконтування.

При нормативному значенні інтегрального прибутку, рентабельність вкладень в об’єкт перевищує мінімальну норму прибутку, тобто інвестиції є вигідними; негативне значення свідчить про неприйнятність проекту. Нульове значення вказує на мінімально допустиму норму прибутку, тобто банківську процентну ставку.

1.3 Поняття корисної віддачі та довговічності.

Корисна віддача залежить від продуктивності установок, тобто від числа операцій, що нею виконується за одиницю часу. Якщо конструкція машини спроектована без відхилень від існуючих методичних положень, то збільшення віддачі залежить від умов експлуатації установки. Причому робочі органи установки слід розраховувати на максимальний об’єм операцій у відповідності із закладеними в ній кінематичними, потужнісними та надійнісними показниками.

Слід врахувати, що установки з відновлюваними джерелами, як правило, працюють в умовах безперервної дії атмосферних явищ, що становить до них підвищені вимоги до довговічності. Під *довговічністю* розуміють властивість виробу зберігати роботоздатність до граничного стану з необхідними перервами для технічного обслуговування та ремонту. Граничний стан виробу настає в час, коли подальша експлуатація неможлива або недоцільна. Тобто, довговічність – це властивість установки зберігати роботоздатність до моменту вилучення її з експлуатації.

Довговічність характеризується:

- критерієм довговічності – відношення номінального значення довговічності до фактичного. Для легких умов експлуатації він складає 0,7…0,8; середніх – 1; важких – 1,2…1,5;
- строком служби, що залежить від коефіцієнта використання:

$$\eta_B = \eta_{сез.}\ \eta_{вих.}\ \eta_{рем}\ \eta_{зм}\ \eta_{маш}\ \eta_{зав}\ \eta_{прост.},$$

де $\eta_{сез.} - t_{сез.}/365$ – коефіцієнт сезонності ($t_{сез}$ – тривалість сезону, днів);

$\eta_{вих.} - t_{р.д.}/365$ – коефіцієнт вихідних днів ($t_{р.д.}$ – кількість робочих днів);

$\eta_{рем}$ – коефіцієнт ремонтних простоїв (0,85…0,9);

$\eta_{зм}$ – коефіцієнт змін (для однозмінної 0,33; двозмінної – 0,66; трьохзмінної – 1);

$\eta_{маш}$ – коефіцієнт машинного часу (0,8…0,9);

$\eta_{зав}$ – коефіцієнт завантаження (0,7..0,95);

$\eta_{прост}$ – коефіцієнт простою.

1.4 Експлуатаційна надійність.

Роботоздатність виробу забезпечується його надійністю, показники якої завжди слід розглядати разом із заданими режимами експлуатації. Тому конструювання передбачає врахування наступних ознак експлуатаційної надійності: високий термін довговічності, безвідмовність, безаварійність, стабільність роботи, малий об’єм та простота оперативного обслуговування і ремонтних робіт, живучість (здатність при пошкодженнях продовжувати деякий час роботу хоча б на понижених режимах).

1.5 Уніфікація виробничих рішень.

Під поняттям уніфікації розуміють процес усунення зайвого різноманіття типорозмірів та марок продукції (а також характеристик виробів і методів

випробувань) шляхом максимального скорочення їх числа; використання вузлів і деталей із раніше спроектованих і випробуваних машин в конструкціях нових установок.

Існує декілька напрямків уніфікації (але вони не є універсальними):

- секціонування – розподіл машин на однакові секції та утворення нової установки набиранням уніфікованими секціями. Наприклад, виробництво пластинчастих теплообмінників, сонячних теплофікаційних та фотоелектричних установок і т.д.;
- метод зміни лінійних розмірів – з метою отримання машин і агрегатів різної продуктивності, змінюють їх геометричні параметри (довжину), але зберігають форму поперечного перерізу. Наприклад, довжина матрацного сонячного повітронагрівача, шестерінчастий насос, мішалка метантенків біогазових установок і т.д.;
- метод базового агрегату – перетворення в машину різного призначення під'єднанням до базового агрегату спеціального обладнання. Наприклад, гідромеханічна установка з уніфікованим редуктором, когенераційна установка;
- конвертування – базову машину або основні її елементи використовують для утворення агрегатів різноманітного призначення. Наприклад, теплонасосна установка;
- модифікування – переробка машини з метою пристосування її до інших умов роботи, операціями без зміни основної конструкції. Наприклад, зміна величини швидкохідності вітроустановки;
- агрегатування – створення машин шляхом комбінаційного об'єднання уніфікованих агрегатів, що складаються з автономних вузлів, в загальну систему;

- уніфіковані ряди – утворення ряду довільних машин різної потужності або продуктивності шляхом зміни числа робочих органів та їх застосування в різних об'єднаннях. Наприклад, енерговузли, що складаються з декілька вітряних роторів розташованих на одній башті (щоглі).

1.6 Утворення номенклатури та рядів об'єктів виробництва.

Номенклатура виробів передбачає не стільки процес розширення, як зменшення найменувань. В той же час зменшення базується на результатах вимог виробництва (функція попиту). Досягається це наступними заходами:

- утворення параметричних рядів машин з раціональним вибором інтервалів між кожним членом ряду;
- збільшення універсальності машин – розширення кола задач, операцій, що ними виконується;
- закладенням в конструкцію резервного розвитку.

Параметричним називається ряд машин та установок однакового призначення з регламентованими конструкційними показниками та градаціями цих показників.

При встановленні в основу єдиного типу машини та отримання необхідних градацій зміною її розмірів при збереженні геометричної подібності модифікацій ряду отримують ряд, що має назву *розмірного*.

При встановленні для кожної градації свого типу машин, отримують *типорозмірний* ряд.

Кількісне значення параметрів вищеназваних рядів передбачає використання переважаючих чисел, що являють собою спеціально підібрані величини, які рекомендується застосовувати у всіх галузях господарства. Дані числа утворюють п'ять стандартизованих рядів (ГОСТ 8032-84) із знаменником прогресії $\varphi = \sqrt[n]{10}$, де *n = 5, 10, 20, 40 і 80.* Тоді для *R5* він дорівнює 1,6; для *R10* – 1,25; для *R20* –

1,12; для *R40* – 1,06 і для *R80* – 1,03. На практиці застосування того, чи іншого ряду залежить від кількості продукції, що випускається. Так при невеликих кількостях користуються *R5,* а із збільшенням масовості виробництва – переходять на *R10, R20* та *R40.*

1.7 Загальні правила та методичні положення конструювання.

Процес конструювання є багато етапна послідовність дій, що передбачає наявність чисельних зворотних корегуючих зв'язків. Під час роботи над проектом можливі не тільки зміни (або заміни) конкретних вузлів, а вилучення цілих структурних блоків. Тому розробнику необхідно одночасно уявляти як загальні, так і детальні вимоги до конструкції за технологічними, експлуатаційними та ергономічними показниками в плані збільшення корисної віддачі машини та її довговічності. Для цього необхідно в конструкції машини передбачати високі вихідні вимоги та резерви розвитку і наступного удосконалення. В той же час, нова машина повинна мати елементи уніфікації та вузли, що мають позитивну експлуатаційну перевірку. Це дає змогу зменшити типорозмірну розмаїтість і збільшити експлуатаційну гнучкість в межах параметричного ряду. Крім того, конструктор повинен орієнтуватись на розробку машини, що буде експлуатуватись без ремонтів (як поточних, так і капітальних) і буде комплектуватися змінними вузлами.

Компоновку машини бажано запроектувати у вигляді окремих вузлів, що встановлюються на неї у зібраному вигляді. При цьому треба виключити операції підгонки деталей за місцем установлення до експлуатації. Це забезпечується застосуванням фіксуючих елементів. В конструкціях окремих вузлів необхідно застосовувати передові методи зміцнюючих операцій обробітку матеріалів, надавати необхідну жорсткість, вводити пружні елементи для машин, що працюють в умовах циклічних навантажень.

Розробник повинен закласти в конструкцію установки полегшені умови її експлуатації та безпечності. Для цього вузли роблять доступними для огляду. Застосовують елементи автоматичної подачі мастила до тертьових поверхонь, встановлюють блокування, автоматичні регулятори, запобіжні пристрої, що виключають роботу машин при небезпечних режимах, органи керування зосереджують в одному місці.

Не останню роль грають ергономічні показники, що вимагають від конструкції простих естетичних форм зручності як у користуванні, так і при влаштуванні установок у ландшафт місцевості.

Загальні вимоги до розробки будь-якої продукції виробничо-технічного призначення подані в ГОСТ 15.001-88, за яким розробка продукції здійснюється за угодою із замовником або за ініціативою розробника.

Розробник на базі вихідних вимог замовника, вивчення попиту, умов застосування, тенденцій розвитку та власного науково-технічного досвіду проводить необхідні науково-дослідні, дослідно-конструкторські та технологічні роботи, що включають патентні дослідження, функціонально-вартісний аналіз, моделювання та інші методи створення продукції. При цьому необхідно керуватись нормативно-технічною літературою, в якій встановлені значення показників, що визначають технічний рівень продукції, замінності та сумісництві складових частин і продукції в цілому, безпеки, охорони здоров’я та природи.

Розробка та постановка продукції на виробництво в загальному випадку передбачає:

- розробку технічного завдання;
- розробку технічної та нормативно-технічної документації;
- виготовлення та випробування зразків продукції;
- приймання результатів розробки;
- підготовку та освоєння виробництва.

Технічне завдання є основним вихідним документом для розробки продукції. Воно містить техніко-економічні вимоги до продукції, перелік документів, порядок здавання та приймання результатів розробки. При необхідності технічне завдання може містити вимоги до підготовки та освоєння виробництва. Конкретний зміст технічного завдання визначають замовник і розробник, а при ініціативній роботі – розробник, але, як правило, складається з наступних розділів:

- найменування та область застосування;
- підстава для розробки;
- мета та призначення розробки;
- джерела розробки;
- технічні вимоги;
- економічні показники;
- стадії та етапи розробки;
- порядок контролю та приймання;
- додатки (таблиці порівняння з кращими зразками, копії патентів і т.п.).

Не допускається включати в технічне завдання вимог, що суперечать вимогам стандартів і нормативів документів установ, які здійснюють нагляд за безпекою, охороною здоров’я та природи.

Як технічне завдання допускається також використання будь-якого документа (контракт, протокол, ескіз і т.п.), що містить необхідні та достатні вимоги для розробки та визнані замовником і розробником, а також зразок продукції, що призначений для відтворення.

Розробку конструкторської, технологічної, а також, при необхідності, програмної документації на виріб проводять за правилами, що встановлені відповідними стандартами.

Діючі стандарти встановлюють наступні стадії розробки конструкторської документації та етапи їх виконання:

– *технічні пропозиції* – сукупність конструкторських документів, що містять технічне та техніко-економічне обґрунтування доцільності розробки документації виробу на підставі аналізу технічного завдання замовника та різних варіантів можливих рішень виробу, порівняльна оцінка рішень з врахуванням конструктивних і експлуатаційних особливостей виробів, що існують і розробляються, та патентні дослідження. Технічні пропозиції, після затвердження, є підставою для розробки ескізного проекту. *Етапи:* підбір матеріалів, розробка та затвердження технічних пропозицій;
– *ескізний проект* – сукупність конструкторських документів, що містять принципові конструкційні рішення, які дають загальні уявлення про будову та принцип роботи виробу, а також дані, що визначають призначення, основні параметри та габаритні розміри виробу, який розроблюється. Він після узгодження та затвердження є підставою для розробки технічного проекту або робочої конструкторської документації. *Етапи:* розробка ескізного проекту, виготовлення та випробування макетного зразка (при необхідності), затвердження ескізного проекту;
– *технічний проект* – сукупність конструкторських документів, що містять кінцеве технічне рішення, яке дає повну уяву виробу, що розробляється, та вихідні дані для розробки робочої документації. Він після узгодження та затвердження є підставою для розробки робочої конструкторської документації. *Етапи:* розробка технічного проекту, виготовлення та випробування макетного зразка (при необхідності), затвердження технічного проекту;
– *робоча конструкторська документація*:

а) дослідного зразка – *етапи:* розробка конструкторської документації на дослідний зразок; виготовлення та попередні випробування дослідного зразка; корегування конструкторської документації за результатами попередніх

випробувань; приймальні випробування; корегування за результатами приймальних випробувань;

б) серійного виробництва – *етапи:* виготовлення та випробування установочної серії; корегування конструкторської документації за результатами випробувань установочної серії, а також оснащення технологічного процесу виготовлення виробу.

Для підтвердження відповідності розробленій технічній документації вихідним вимогам і вибору кращого зразка, виготовлюють дослідні зразки. Вони підлягають приймальним випробуванням у відповідності з діючими стандартами або типовими програмами та методиками випробувань, що відносяться до даного виду продукції. При їх відсутності – проводять за програмою та методикою, що підготовлена розробником і узгоджена із замовником або погоджена із приймальною комісією.

Контрольні питання до глави 1.

1. Що є кінцевою метою процесу конструювання?
2. В чому полягає головна задача економічної оцінки устаткування, що конструюється?
3. Як визначається дисконтований чистий прибуток?
4. Що розуміють під поняттям довговічності виробу?
5. Якими показниками характеризується довговічність?
6. Назвіть ознаки експлуатаційної надійності?
7. Що розуміють під поняттям уніфікації виробничих рішень?
8. Які існують напрямки уніфікації виробничих рішень?
9. Вимоги виробництва до утворення номенклатури виробів?
10. Які ви знаєте ряди машин і як вони утворюються?

11. Що передбачає розробка та постановка продукції на виробництво?
12. З яких розділів складається технічне завдання?
13. Які ви знаєте стадії розробки конструкторської документації? Назвіть етапи їх виконання.

2 КОНСТРУЮВАННЯ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК.

2.1 Загальна побудова систем вітроенергетичних установок.

Вітрова енергетична установка – це агрегат, що перетворює кінетичну енергію вітру в інший вид енергії (рис.2.1).

В залежності від виду енергії, що генерується, вони можуть бути вітромеханічними та вітроелектричними (рис.2.2).

Компоновка вітромеханічних установок здійснюється з наступних складових частин:

- ротор – система обертових аеродинамічних елементів (лопатей), що приєднані до єдиного валу, і призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертового валу. Ротор може бути навітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку перед опорою) і підвітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку за опорою);
- гондола – частина вітроустановки, що розташовується на вершині опори і служить для розміщення вузлів кріплення валу ротора, мультиплікатора, трансмісії та (або) інших елементів;
- опора (вежа, башта, щогла) – тримає гондолу та ротор над поверхнею землі. Висота опори вибирається не тільки з умови росту швидкості вітру, але й з врахуванням умов монтажу, ремонту, обслуговування, ваги та вартості;
- опорно-повертальний пристрій – служить для повертання гондоли та ротора навколо вертикальної вісі до напрямку повітряного потоку. Даний пристрій може мати допоміжний конструктивний елемент – віндрозу, що являє собою багатолопатевий ротор для приведення в дію опорно-поворотної системи у напрямку повітряного потоку;

– система керування поворотом гондоли – утримує вісь ротора у напрямі повітряного потоку з найменшим відхиленням (никанням);
– трансмісія – система для передачі крутного моменту від валу ротора до робочої машини.

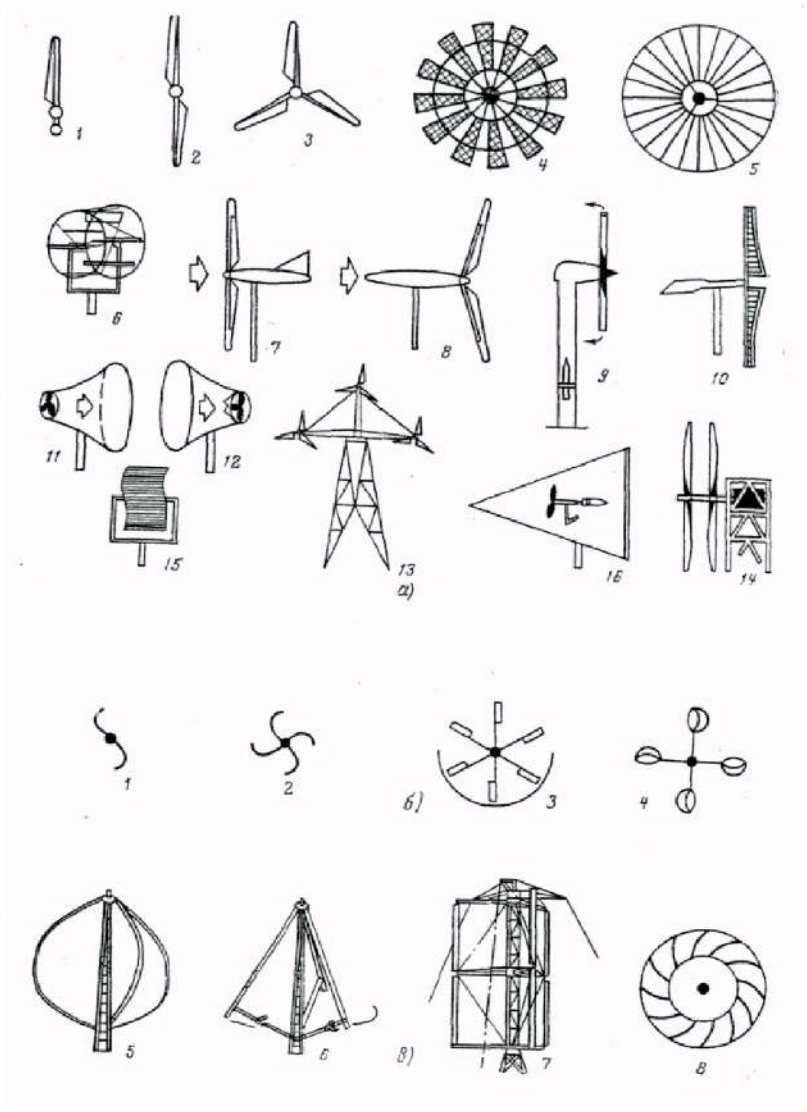
Компоновка вітроелектричних установок здійснюється з таких же складових частин, але має додаткові елементи в залежності від режимів роботи: при безпосередньому під'єднанні на навантаження або при роботі з акумулючими пристроями. Електрогенератор, як правило, розміщується в гондолі. Електротрансмісія здійснюється кабелями або через рухомі контакти. Автоматична система керування приймає інформацію про стан і роботу механізмів установки, обробляє її за заданою програмою та забезпечує запускання, підтримування робочих параметрів, а також зупинку установки в аварійних ситуаціях.

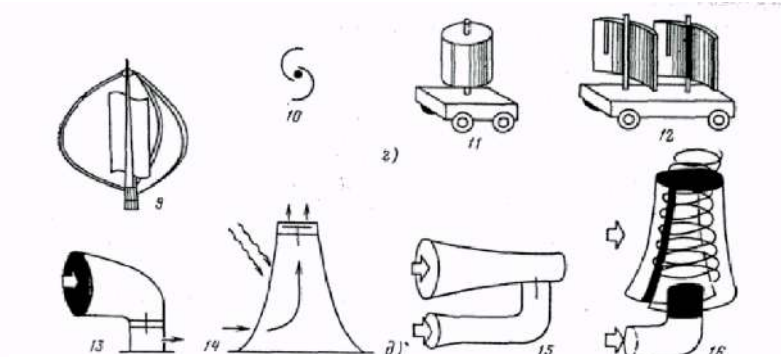
Лопаті є найбільш складним і дорогим елементом ВУ, в Україні до останнього часу не налагоджений випуск лопатей для ВУ потужністю в діапазоні 2...100 кВт. За кордоном проектуванням і виготовленням лопатей займаються найбільш розвинені фірми: авіаційні (Boeing), аерокосмічні, суднобудівельні. Складність виготовлення лопаті для швидкохідної ВУ пояснюється високими вимогами, що висуваються до лопаті: висока міцність на розривання і вигинання, відносно не висока маса, здатність працювати в широкому діапазоні температур (-50^{o}C...+60 ^{o}C), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні і т.д. Крім того, лопать має складну геометричну форму: повздовжню гвинтове кручення, змінну хорду профілю за довжиною, обтічні торці лопатей і т.д. Вказаним вимогам в найбільшій мірі відповідають лопаті, виконані з композитних матеріалів, склопластиків, вуглепластика, пресованого алюмінію.

Силова трансмісія утворена валом ротора вітроустановки, встановленим в підшипниках, другий кінець валу через пружну (або іншу) муфту з'єднаний з

тихохідним валом мультиплікатора, що задовольняє вимогам за передавальним відношенням, крутильному моменту, швидкості обертання, умовам мастила і т.д. Швидкохідний вал мультиплікатора через пружну муфту пов'язаний з навантаженням, для якого зазвичай використовується електрогенератор (або компресор). Вітроустановка містить гальмівний пристрій (стрічковий, дисковий або колодковий), розміщений найчастіше на швидкохідному валу мультиплікатора (або на другому вихідному кінці вала електрогенератора). Гальмівний пристрій повинен забезпечувати плавне гальмування ротора без перевантажень за моментом, що може досягатися уведенням до складу гальма пружної ланки (пружини) або дроселя у разі використання гідравлічного приводу в гальмівному пристрої. Для зменшення перевантажень за моментом, при гальмуванні роторів потужних вітроустановок часто застосовують спільно з гальмуванням валу ротора аеродинамічне гальмування поворотом лопаті або поворотом її кінцевої частини або гальмівним аеродинамічним щитком.

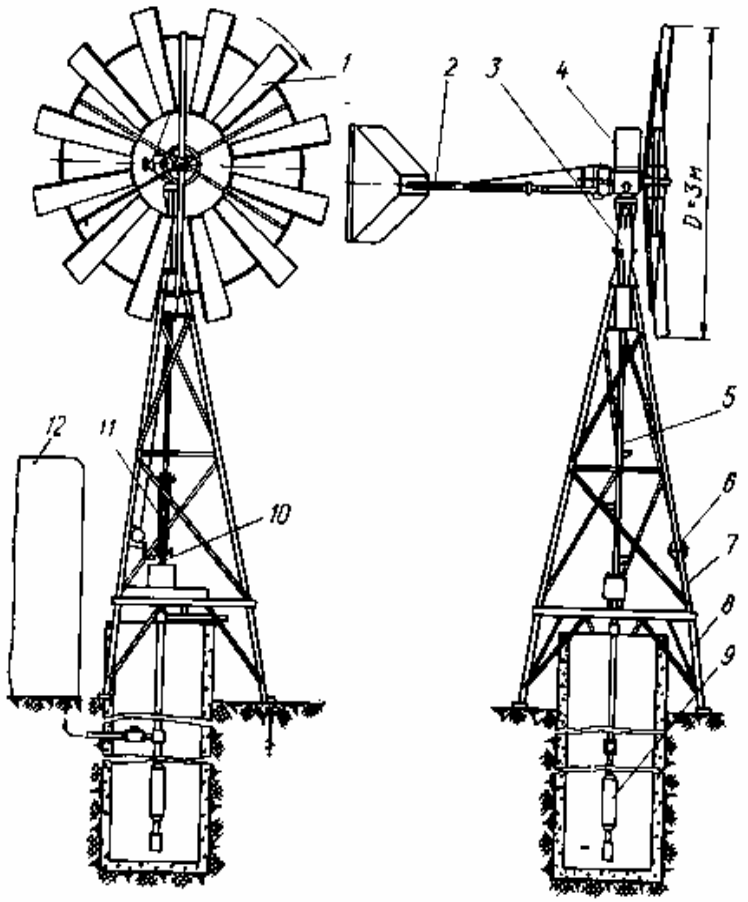
Для орієнтації ротора на вітер використовують поворот гондоли вітроустановки відносно опори, для чого застосовують опорний підшипник, встановлений між гондолою і опорою. Вітроустановки потужністю 0,1-1 кВт орієнтуються на вітер, як правило, за допомогою хвоста (флюгерного пристрою на консолі). Вітроустановки більшої потужності використовують для повороту гондоли на вітер віндрозний черв'ячний механізм з додатковими одним або двома малими роторами. Коли потужність вітроустановки досягає 100 і більш кВт, то використовується електропривод (мотор-редуктор) з великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку кутову швидкість повороту гондоли з тим, щоб понизити величину гіроскопічного моменту, що виникає на лопатях ротора. При цьому блок керування виконавчим електродвигуном пов'язується з датчиком напрямку вітру, що встановлюється на гондолі вітроустановки і є анеморумбографом з власним хвостовим пристроєм.





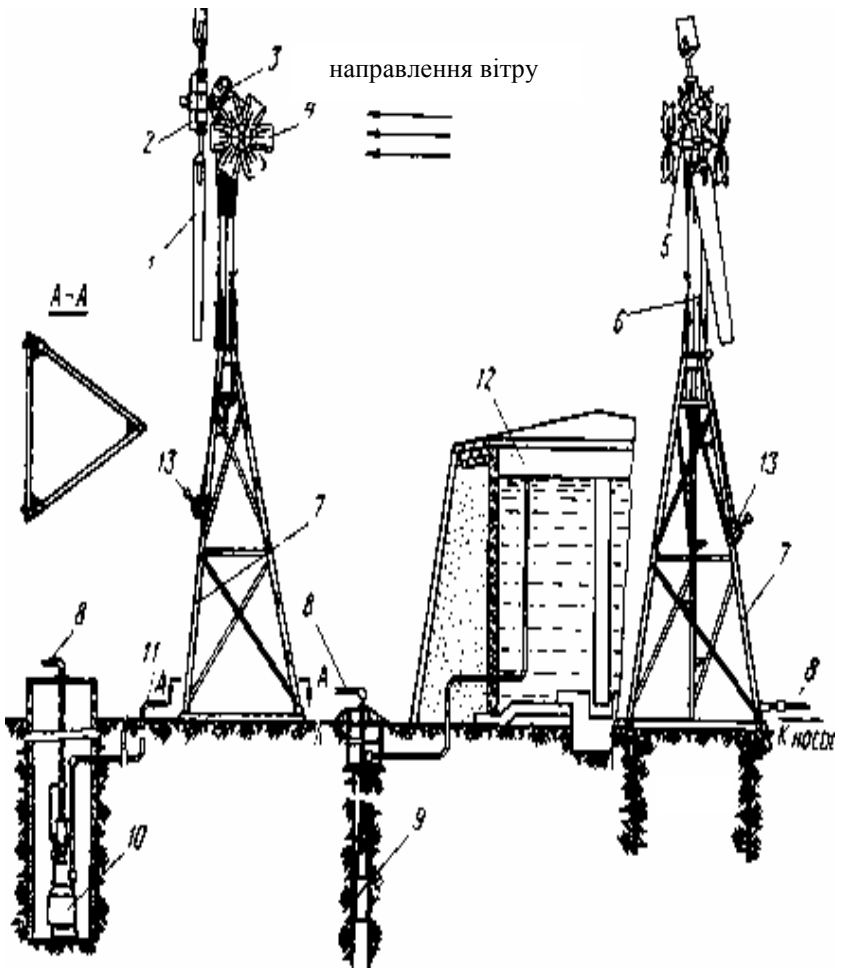
а – з горизонтальною віссю обертання: 1 – однолопатевий ротор; 2 – дволопатевий; 3 – трилопатевий; 4 – багато лопатевий; 5 – багато лопатевий велосипедного типу; 6 – барабанний; 7 – ротор, що направлений назустріч потоку вітру; 8 – ротор, що розташований за потоком (за опорою); 9 – ротор з пневматичною передачею потужності; 10 – парусне крило; 11 – ротор з дифузором; 12 – ротор з концентратором; 13 – установка з декількома роторами; 14 – ротори із зустрічним обертанням; 15 – ротор Савоніуса; 16 – ротор, що використовує енергію вільних вихрів; *б – з вертикальною віссю обертання та використанням сили опору*: 1 – ротор Савоніуса; 2 – ротор Савоніуса багато лопатевий; 3 – ротор пластинчастий; *в – з вертикальною віссю обертання з використанням підйомної сили*: 5,6 – ротор Дар'є з різною конфігурацією лопатей; 7 ротор з прямими криловими лопатями; 8 – вітряна турбіна; *г – з вертикальною віссю обертання комбінованого типу*: 9 – ротор Дар'є–Савоніуса; 10 – ротор Савоніуса щільовий; 11 – ротор з використанням ефекту Магнуса; 12 – з рухомими поверхнями; *д – з вертикальною віссю обертання інших типів*: 13 – ротор з дефлектором; 14 – сонячно-вітровий пристрій; 15 – ротор з турбіною Вен турі; 16 – ротор з вихровим пристроєм.

Рис. 2.1 Конструкції вітряних установок.



а)

1 – ротор; 2 – хвіст; 3 – поворотний пристрій; 4 – гондола; 5 – приводна штанга; 6 – пусковий механізм; 7 – опора; 8 – основа; 9 – насос; 10 – штанга насосу; 11 – ручний привод; 12 – резервуар



б)

1 – ротор; 2 – мультиплікатор; 3 – електрогенератор; 4 – віндрози; 5 – гондола; 6 – опора; 7 – основа; 8,11 – трубопровід; 9 – занурений насос; 10 – пневмонасос; 12 – резервуар; 13 – пусковий механізм

Рис. 2.2 Вітромеханічні (а) та вітроелектричні (б) агрегати

При компоновці конкретної установки, розробник повинен враховувати вимоги та кліматичні умови споживача, що в решті решт і впливає на кінцеву конструкцію вітроенергетичного агрегату.

2.2 Вихідні положення до розрахунку вітроенергетичних установок.

Практика вітровикористання передбачає врахування двох акцентів при проектуванні агрегатів:

- досягнення максимального виробітку енергії (робота вітроелектроустановок на загальну мережу);
- забезпечення технологічного числа годин роботи виробничих механізмів (автономні вітроустановки).

В залежності від врахування цих двох моментів вибирається економічно доцільна номінальна швидкість вітру (v_H) (розрахункова швидкість), за якою розвивається номінальна потужність вітроустановки, і починається регулювання її потужності. В першому випадку відношення v_H до середньорічної швидкості вітру, складає від 1,5 до 2. В другому випадку – це співвідношення не рекомендується перевищувати 1,25.

Значення середньорічної швидкості вітру оцінюють за багаторічними спостереженнями метеостанцій. Але слід врахувати, що режим виробітку енергії будь-якої реальної вітроенергоустановки описується нелінійною функцією:

$$E(v) = \begin{cases} 0 \text{ при } v < v_0 \\ E \text{ при } v_0 < v < v_н \\ E_H \text{ при } v_н \le v \le v_{кр} \\ 0 \text{ при } v > v_{кр} \end{cases}$$

де v_0 – початкова швидкість вітру роботи ВЕУ;

$v_н$ – номінальна швидкість вітру;

$v_{кр}$ – критична швидкість вітру, при якій припиняється робота ВЕУ;

E – енергія, що може бути вироблена при до номінальних значеннях швидкості вітру;

E_H – енергія, що можу бути вироблена при регульованій швидкості вітру.

Крім того, досвід практичного застосування енергії вітру показує, що її доцільно використовувати при середньорічній швидкості вітру більше 4 м/с.

Важливою характеристикою є вертикальний профіль вітру, тобто зміна величини його швидкості за висотою. Тому для узгодження отриманих значень спостереження з висотою розташування вісі ротора застосовують залежність, що запропонована Д.Т. Лайхтманом:

$$v = v_1 \frac{\lg \frac{h}{h_0}}{\lg \frac{h_1}{h_0}},$$

де v – шукана швидкість на висоті h;

v_1 – швидкість вітру, що вимірюється біля Землі на висоті h_1;

h_0 – висота, на якій швидкість вітру дорівнює нулю (вона залежить від шорсткості поверхні: для снігового покриття – 0,5см; для поверхні з низькою травою – 3,2см; з більш високими рослинами – 5…7см; $h_{макс}$=20см).

Іншою, не менш важливою характеристикою, є значення граничної швидкості вітру в зоні розташування вітроенергетичної установки. Режимні характеристики вітру такого роду застосовують при визначенні надійності та довговічності агрегатів, а також при проектуванні механізмів регулювання та виводу роторів з під вітру. В умовах України, де середня швидкість вітру не перевищує 5…7 м/с, швидкість вітру в бурю складає відповідно 40…50 м/с.

Згідно методики "*Germanisher Lloyd*" зовнішні умови поділяються на:

– нормальні – вважаються події з ймовірністю, що перевищують один раз в рік або частіше;
– граничні – події з ймовірністю перевищення один раз в 50 років.

У відповідності із зовнішніми умовами, ВЕУ поділяються на п'ять класів: *I*...*IV* і *S*. Вони характеризуються десятихвилинним осередненням значень граничної швидкості вітру $\overline{v}_E$ із середньою ймовірністю перевищення швидкості вітру $\overline{v}_M$, що осереднюється за тривалий проміжок часу (обидві швидкості на висоті маточини).

Клас	I	II	III	IV
$\overline{v}_E$,м/с	50	42,5	37,5	30
$\overline{v}_M$,м/с	10	8,5	7,5	6

Максимальна швидкість вітру v_E на висоті маточини, з періодом осереднення 5с та із ймовірністю перевищення один раз в 50 років, отримується шляхом множення значень $\overline{v}_E$ із таблиці на коефіцієнт 1,4.

2.3 Аеродинамічний розрахунок ротора вітроустановки.

Передумовою проведення розрахунку є визначення вихідних даних, що містять наступні основні показники:

– потужність, що передбачається бути отриманою від вітроагрегата (отримується за навантажувальними графіками споживача);
– швидкість вітру, при якій розвивається задана потужність;
– швидкохідність (число модулів) ротора при максимальному коефіцієнті потужності даного типу ротора;

– коефіцієнт потужності вітроустановки.

Розрахунок починається з визначення геометричних параметрів ротора із рівняння потужності вітроустановки:

$$N = 0{,}5k\rho F\xi v_н^3,$$

де ρ – масова густина повітря, що залежить від температури та тиску атмосфери (при t=15^0C та p =760 мм рт.ст. ρ = 0,125 кг·с^2·м$^{-4}$);

F – площа обмаху ротора;

$v_н$ – номінальна швидкість вітру;

ξ – коефіцієнт потужності вітроустановки;

k – коефіцієнт узгодження системних одиниць вимірювання (k=1/102 при розрахунку в системі СІ).

Для крильчастих роторів поверхня обмаху складає

$$F = 0.25\pi D^2 = 0.785D^2,$$

а потужність вітроустановки складе (в кВт):

$$N = 0.000481D^2 v_н^3 \xi$$

Діаметр ротора буде становити

$$D = 45{,}6\sqrt{\frac{N}{v_н^3 \xi}}$$

Для інших значень температур та тиску вводять поправку в рівняння потужності:

$$N_x = N\frac{B(273+15)}{B_0(273+t)} = \frac{0.38NB}{273+t}$$

де B_O – 760 мм рт.ст.;

B – поточне значення тиску.

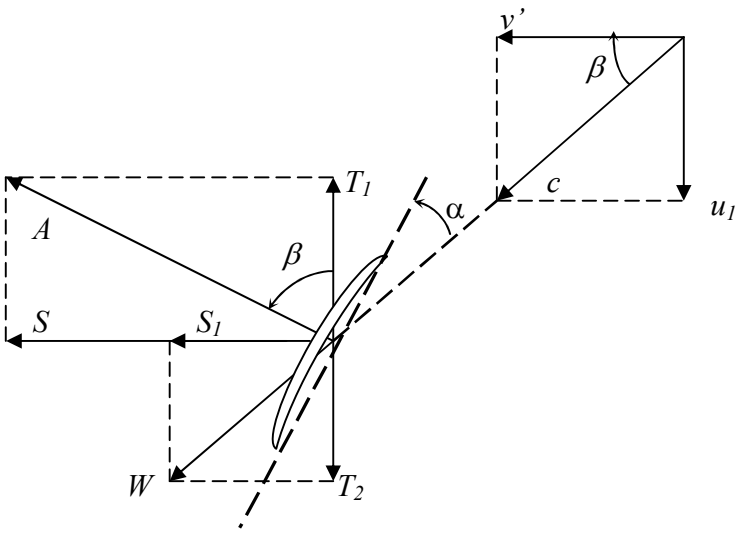
Тоді діаметр ротора буде дорівнювати:

$$D = 74\sqrt{\frac{N_x(273+t)}{Bv_н^3\xi}}.$$

Швидкість вітру, при якій ротор повинен розвивати задану для розрахунку потужність, приймається за метеоданими місцевості та умов, що обумовлені в п.2.2.

Наступник кроком розрахунку є вибір профілю лопатей.

Профіль встановлюється під потрібний кут атаки α до результуючої швидкості c. Кут, що утворюється хордою профілю з віссю ротора складається $\alpha + \beta$. Для кута атаки також наводяться коефіцієнти підйомної сили C_a (за полярами Лілієнталя , рис.2.4), що отримані експериментальним шляхом для кожного виду профілю.



v'– швидкість вітру, що проходить через ротор; u_1 – відносна швидкість лопаті; *c* – результуюча швидкість лопаті; *A* – підйомна сила; S_1,S_2 – складові осьової сили; T_1, – складова підйомної сили; T_2 – складова сили опору; α – кут атаки; β – кут між направленням швидкості *c* та віссю обертання ротора.

Рис.2.3 Швидкості та сили на лопаті вітряного двигуна.

Послідовність визначення параметрів лопаті наступна:

1. Визначення "робочого" діаметру *D'* вітроустановки:

$$F' = \frac{2P}{\eta_F \xi \rho v^3},$$

де P – потужність вітроустановки;

η_F – ККД лопатей (приблизно 0,9).

$$D' = 3\sqrt{\frac{F'}{2\pi}} = 1.2\sqrt{F'}$$

2. Визначення швидкості на кінцях лопатей:

– приймається (задається) швидкість вітру *(v)*;

– визначається швидкість вітру, що протікає через ротор:

$$v' = \frac{2v}{3}$$

– приймається (задається) число модулів ротора:

$$u/v = z$$

– визначається кругова швидкість:

$$u = v \cdot z$$

– визначається кут β (між вектором результуючої швидкості c та направленням осі):

$$\beta = arctg\left(1.5\frac{u}{v}\right)$$

– визначення результуючої швидкості

$$c = v\sqrt{\left(\frac{v'}{v}\right)^2 + \left(\frac{u}{v}\right)^2}$$

(для швидкохідних вітроустановок $c \approx u$).

3. Визначення дійсного діаметру D:

– відстань між лопатями:

$$a = \frac{D'\pi}{m}$$

де m – кількість лопатей;

– ширина повітряної полоси між лопатями:

$$b = a\ cos\beta$$

– діаметр:

$$D = D' + 0.44b$$

– довжина кола πD;

– кутова швидкість:

$$\omega = \frac{2u}{D}$$

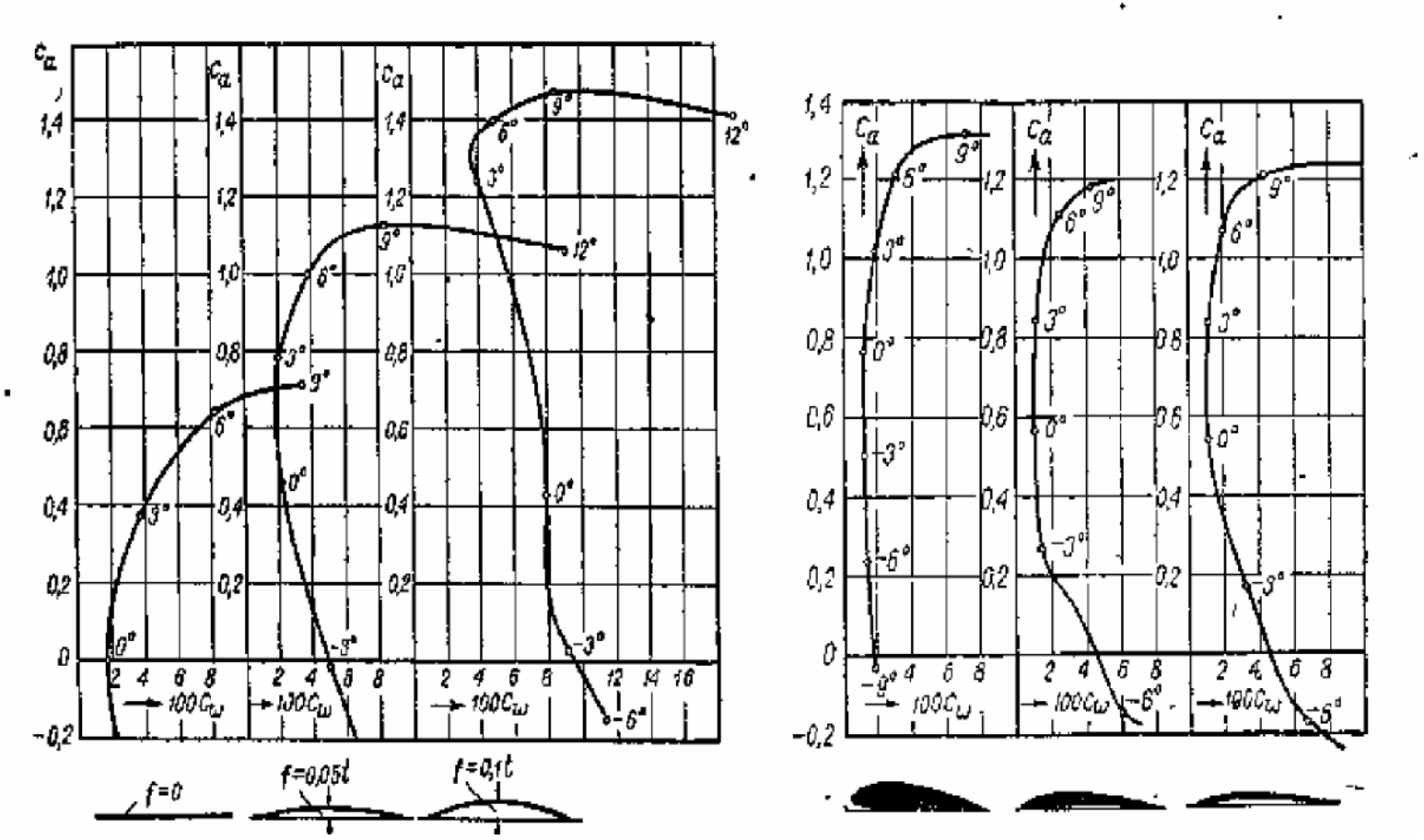


Рис. 2.4 Поляри Лілієнталя для лопатей нескінченної довжини.

– число обертів:

$$n = \frac{30\omega}{\pi}$$

– доцільна ширина лопаті

$$t = \frac{2r\pi}{m}\frac{8}{9c_a}\frac{v}{u}\frac{v}{c}$$

4. Визначення ширини та кута установки лопаті на 2/3 радіуса ротора:

– визначається довжина кола на 2/3 радіуса;

– визначається число модулів на 2/3 радіуса;

– для вибраного профілю за атласом (за полярами Лілієнталя) приймається доцільний кут атаки та визначається коефіцієнт підйомної сили (c_a);

– доцільна ширина лопаті на 2/3 радіуса становить:

$$t = \frac{2r\pi}{m}\frac{8}{9c_a}\frac{v}{u}\frac{v}{c}$$

– визначається кут β:

$$\beta = arctg\frac{3u}{2v}$$

– кут установки лопаті складає $\beta+\alpha$..

5. Визначення ширини та кута установки лопаті на зовнішнім кінці:

– визначається довжина кола, що описує зовнішній кінець;

– визначається число модулів;

– приймається кут атаки та визначається коефіцієнт підйомної сили;

– визначається доцільна ширина лопаті:

$$t = \frac{2r\pi}{m}\frac{8}{9c_a}\frac{v}{u}\frac{v}{c}$$

– визначається кут β:

$$\beta = arctg\frac{3u}{2v}$$

– кут установки лопаті складає $\beta+\alpha$..

6. Визначення ширини та кута установки лопаті на внутрішньому кінці лопаті (1/3 радіуса):

– визначається довжина кола на 1/3 радіуса;

– визначається число модулів;

– приймається кут атаки та визначається кут підйомної сили;

– визначається кут β та кут установки лопаті $\beta+\alpha$..

7. Визначення коефіцієнта якості лопаті:

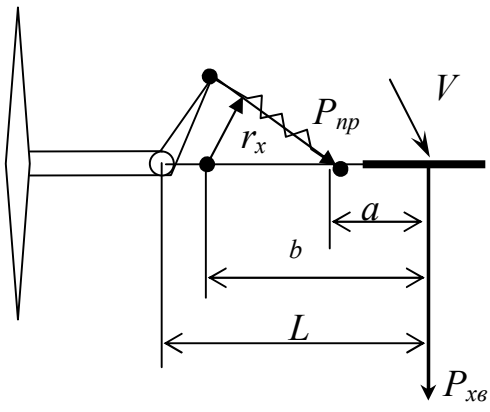
– для прийнятого профілю та кута атаки за полярами визначаються коефіцієнти підйомної сили c_a та опору c_w;

– визначається коефіцієнт (зворотній) якості:

$$\varepsilon = \frac{c_w}{c_a}$$

2.4 Визначення навантажень на елементи систем регулювання вітроустановок.

а) регулювання хвостом, що складається.



Розрахунок проводиться з умов пружини. Рівняння балансу моментів складає:

$$P_{пр}r_x = P_{хв}b$$

де r_x - перпендикуляр із точки повороту хвоста на направлення сили $P_{пр}$.

$$P_{хв} = \frac{P_{пр} r_x}{b} = \frac{M_{пр}}{b}$$

$$P_{хв.\max} = \frac{M_{пр.\max}}{b}$$

Максимальне напруження в хвостовому стержні від сили $P_{хв}$:

$$\sigma_{\max} = \frac{P_{хв.\max} a}{W_{зг}},$$

де $W_{зг}$ – момент опору згинанню.

б) регулювання боковою лопатою.

Площа бокової лопати регулювання береться в межах (0,01…0,03) F, де F – поверхня обмаху ротора.

в) регулювання хвостом, що не складається.

Ферма цього хвоста розраховується на згинання від бокової сили $P_{хв}$, що визначається рівнянням:

$$P_{хв} = c_y f \frac{\rho v^2}{2},$$

де C_y = 1,0…1,2 – коефіцієнт підйомної сили;

f – площа хвоста (з виробничого досвіду приймається 3…6% від площі поверхні обмаху ротора).

Напруження від аеродинамічної сили $P_{хв}$:

$$\sigma_{зг} = \frac{M_{хв}}{W_{зг}}$$

Напруження від конструкційних мас хвоста G:

$$\sigma_{зг} = \frac{GL}{W_{зг}}$$

г) регулювання при встановленні ротора на вітер віндрозами.

Гондола вітродвигуна повертається з кутовою швидкістю:

$$\omega = \frac{z_0 v}{i R_0},$$

де $z_0 = \frac{\omega_0 R_0}{v}$ - синхронне число модулів віндроз, що знаходиться за довідковими характеристиками;

i – передаточне число трансмісії від віндроз до шестерень на опорі (башті);

R_0 – радіус віндроз;

ω_0 – кутова швидкість віндроз;

v – швидкість вітру.

Напруження маху лопаті віндрози:

$$\sigma = \frac{42 I v z_0 n}{WDi},$$

де I – момент інерції маху;

W – момент опору маху згинанню в перерізі біля маточини;

D – діаметр віндроз;

n – кількість обертів ротора віндроз.

2.5 Опори вітроустановок.

Перешкоди, що розташовані навколо вітроустановки, порушують лінійність вітрового потоку і створюють його завихрення. За допомогою опори ротор виноситься на таку висоту, де вплив цих вихорів дещо знижується. Крім того, з висотою зростає величина відбору потужності від вітрового потоку, яку можна оцінити за виразом:

$$N = N_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^{0.6}$$

де N_0 – потужність на висоті H_0;

N – потужність на висоті H.

Так, наприклад, якщо висоту опори збільшити в 2 рази, то потужність зросте в 1,5 рази.

Мінімальна висота опори повинна становити:

$$H = h + c + R\,,$$

де h – висота перешкоди біля вітроустановки;

c – відстань від верхівки перешкоди до нижньої точки кола обмаху ротора (приймається 1,5…2м);

R – радіус ротора.

Якщо опора прийнята ферменної конструкції, то відстань між ногами при її основі складає:

– для опор нижче 10м 30% її висоти;

– для опор більше 10м – 22…25% її висоти.

Відстань між вітроустановками з однаковими за висотою опорами та діаметром роторів, приймається 15 кратній величині діаметра.

В залежності від матеріалу та конструкції башти поділяють на:

– стальні – ферменні, трубчасті;

– бетонні – кільцевого перетину або монолітні.

При невеликих статичних і динамічних навантаженнях (вітроустановки малої потужності – до 20 кВт) застосовують опори з розтяжками.

При відносно невеликій вартості стальних ферменних опор, вони вимагають застосування підвищених заходів безпеки при експлуатації та ремонті (наявність відкритої драбини). Трубчасті мають підвищені естетичні та ергодинамічні параметри (сходи або ліфт розташовується в середині опори), але вони дорогі.

Опори вітроустановок не повинні генерувати інфразвукові коливання (негативний вплив на біооб’єкти) та вібрацію. Залізобетонні опори добре

гасять вібрацію, але вимагають розташування ротора в робочому стані в навітровому положенні. При підвітровому положенні розташування ротора, вібрація та інфразвук можуть виникнути і при використанні стальних опор.

Вітрове навантаження на опору вітроустановки визначається за рівнянням:

$$P_{\max} = R_x \left(\frac{H}{H_{мод}} \right)^2 v_{бур}^2 ,$$

де $v_{бур}$ – швидкість вітру під час бурі (для районів із середньою швидкістю вітру до 5,5м/с – $v_{бур}$ = 40м/с);

R_x – коефіцієнт лобового тиску приймається за таблицею 2.2;

H – висота натурної опори, м;

$H_{мод}$ – висота моделі опори, м.

Таблиця 2.2 – Значення коефіцієнту лобового тиску

№ п/п	Назва моделі	Коефіцієнт лобового тиску R_x	Відстань точки прикладання рівнодіючої від основи (x/H),%
1	Чотиринога ферменна	0,00085	42,8
2	Циліндрична суцільна	0,00105	-
3	Конічна суцільна	0,0013	41,2
4	Тригранна суцільна (розташована ребром до вітру)	0,0017	32,1
5	Тригранна суцільна (розташована гранню до вітру)	0,0029	28,5
6	Чотиригранна суцільна (розташована ребром або гранню до вітру)	0,0024	29,8
7	Циліндрична ферменна	0,0014	49,4

Для циліндричної суцільної опори

$$P = 7.1\beta H^2, \text{ кг}$$

де β - поправочний коефіцієнт, що знаходиться за графіком (рис.2,5).

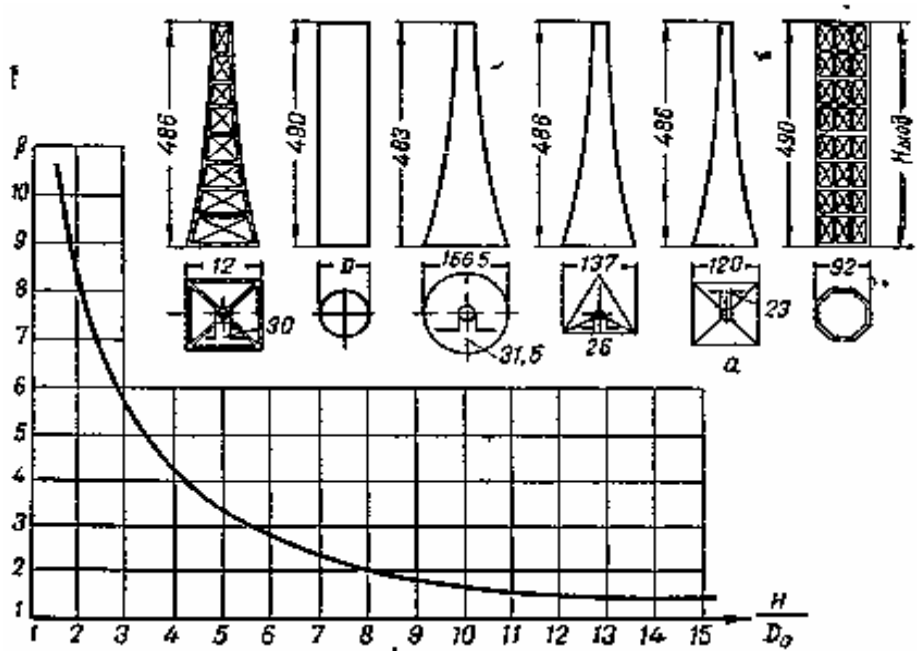


Рис. 2.5 Залежність коефіцієнта β від відношення висоти опори до її діаметра

Крім того, необхідно враховувати постійність коливань циліндричної опори (труби) у вітровому потоці незалежно від його швидкості. Пояснюється це явище утворенням вихорів Бенера–Кармана в сліді за тілом циліндричної форми. При цьому дані коливання розглядають як автоколивання, при яких частота та амплітуда задаються самою системою, що коливається. Вітровий резонанс виникає при умові, що частота відривання вихорів задовольняє умові:

$$Sh = \frac{nD_0}{v} \approx 0.2$$

де Sh – критерій Струхаля;

n – частота;

D_0 – діаметр опори;

v – швидкість вітру.

Ріст амплітуди коливань проходить до значення швидкості вітру 18 м/с, що відповідає кризі обтікання циліндра та різкому падінню лобового тиску. Поперечні коливання практично припиняються. За результатами досліджень моделей жорстких опор циліндричної форми, при відношенні висоти опори до її діаметру в межах 3…10, незалежно від жорсткості опори вітровий резонанс спостерігався при $Sh \approx 0,2$. Амплітуда коливань верхньої точки опори, що має пружну основу, в 3…4 рази менша ніж у опори з жорсткою основою. Тому рекомендується улаштування амортизаторів в закладній частині опор вітроустановок, що понижує не тільки вібрацію, але й величину амплітуди коливань при вітровому резонансі.

Не мале значення в сумарному впливі за навантаженням на опору здійснює лобовий тиск на ротор. При регулюванні виведенням ротора із під вітру, вітрове навантаження на багатолопатевий ротор складає:

$$P_x = \bar{x} F \rho \frac{v^2}{2}; \qquad P_y = \bar{y} F \rho \frac{v^2}{2};$$

де $\bar{x}, \bar{y}$ – коефіцієнти навантаження (наведені в таблиці 2.3)

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнтів навантажень $\bar{x}, \bar{y}$

Характер роботи	Коефіц. навантаж	Кут повороту γ ротора									
		0	10^0	20^0	30^0	40^0	50^0	60^0	70^0	80^0	90^0
Робота вхолосту	$\bar{x}$	0,625	0,610	0,575	0,510	0,374	0,250	0,150	0,078	0,060	–
	$\bar{y}$	0,000	0,075	0,130	0,180	0,220	0,225	0,220	0,180	0,150	0,14
З розрахунковим навантаженням	$\bar{x}$	0,780	0,760	0,730	0,625	0,475	0,350	0,275	0,180	0,100	–
	$\bar{y}$	0,000	0,050	0,100	0,150	0,200	0,180	0,240	0,260	–	–

F – площа обмаху ротора;

v – швидкість вітру, що приймається в залежності від кута γ (за кривими рис.2.7).

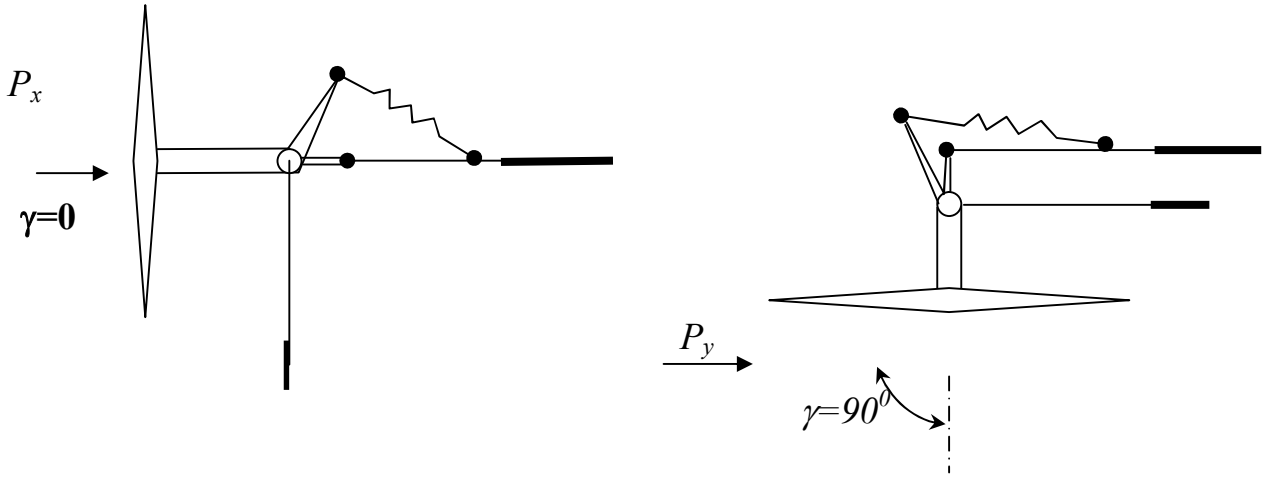
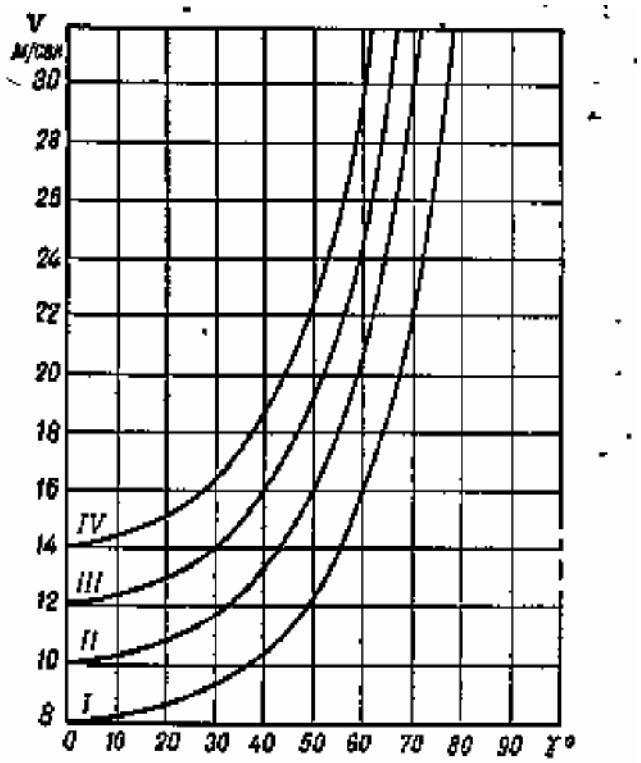


Рис. 2.6 Лобовий тиск при різних положеннях ротора.



I – при V_n=*8м/с*; *II* – при V_n=*10м/с*; *III* – при V_n=*12м/с*; *IV* – при V_n=*14м/с*.

(V_n – швидкість вітру, при якій ротор повинен починати виходити з під вітру)

Рис.2.7 Криві зміни кутів в залежності від швидкості вітру, при якій N та ω - const.

При визначенні лобового тиску на ротор для швидкохідних вітроустановок користуються залежністю:

$$P = c_y S \frac{\rho}{2}\left(\omega^2 r_m^2 + v^2\right) in,$$

де C_y – коефіцієнт підйомної силу лопаті;

S – площа лопаті;

$r_m = \sqrt{\frac{R^2 + Rr_0 + r_0^2}{3}}$ – умовний радіус лопаті,

де R – радіус кола, що описується верхнім кінцем лопаті;

r_0 – радіус кола, що описується нижнім кінцем лопаті.

ω – кутова швидкість;

v – середня швидкість вітру в заданий період часу;

i – кількість лопатей;

$n = \frac{\omega^2 r_m^2 + v_n^2}{\omega^2 r_m^2 + v^2}$ – коефіцієнт перевантаження,

де v_n – швидкість вітру при пориві.

Вітрове навантаження на опору вітроустановки, робота якої стабілізується за допомогою хвоста визначається в такій послідовності:

- лобовий тиск на ротор:

$$P = ic_x S \frac{\rho}{2} v_{бур}^2 + 0.08 F v_{бур}^2$$

де C_x – аеродинамічний коефіцієнт лопаті при куті атаки, що відповідає $C_y=0$ (при зміні відношення товщини до хорди в межах 0,1…0,4, C_x зростає від 0,013 до 0,028);

$v_{бур}$ – швидкість вітру під час бурі;

F – площа міделевого перерізу ротора (площа проекції тіла на площину перпендикулярну до направлення повітряного потоку).

- тиск вітру на ферму опори:

$$P = 4.25 R_x H^2 v_{бур}$$

– момент від гіроскопічних сил для багатолопатевих та трилопатевих вітроустановок:

$$M = I_0 \omega \omega_1$$

де I_0 – момент інерції ротора;

ω – кутова швидкість;

$\omega_1 = \omega_0 / i$ – кутова швидкість повороту ротора навколо башти:

де $\omega_0 = v z_0 / R$

i – передаточне число трансмісії від ротора до шестерні на опорі;

z_0 – число синхронних модулів.

Вібраційні характеристики та характеристики на міцність опори в цілому визначаються також і якістю виготовлення фундаменту. Глибина його закладення вибирається неменше глибини промерзання ґрунтів (в Україні вона складає не більше 1,1м). Фундаменти повинні задовольняти таким основним вимогам:

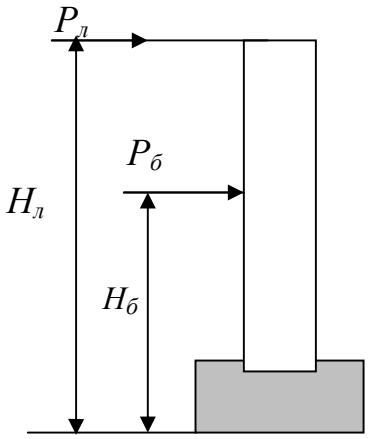
– мати достатню міцність до статичних та динамічних навантажень;

– не давати осіданню (щоб не викликати перекіс споруди, необхідно центр всієї маси вітроенергетичної установки та фундаменту розміщувати на одній вертикалі).

Допустиме навантаження для слабких ґрунтів (глина та суглинок в пластичному стані, супісь середньої щільності та пилуватий пісок, що просочений водою, а також ґрунти з шарами торфу або мулу) складає до

1,5 кг/см^2. Для тих же ґрунтів середньої щільності допускається питоме навантаження від 1,5 до 3,5 кг/см^2, а для міцних ґрунтів – від 3,5 до 6 кг/см^2.

Навантаження, що згинає опору, від лобового тиску вітру та саму опору і ротор, дають момент біля основи, що визначається як:



$$M = P_л H_л + P_б H_б ,$$

де $P_л$, $P_б$ – зусилля, що прикладені, відповідно, до ротора та башти вітроустановки;

$H_л$,$H_б$ – відстань точок прикладення зусиль від основи фундаменту.

Стискаюча сила (маса ротора, опори – G, фундаменту – $G_ф$) при вітрі за діагоналлю опори розподіляє зусилля за ногами:

$$P_м = \frac{M}{1.4B},$$

де $1,4B$ – відстань між фундаментами ніг за діагоналлю.

– на передню ногу:

$$\mathrm{P}_1 = 0,25G + G_ф - P_м$$

– на задню ногу:

$$\mathrm{P}_2 = 0,25G + G_ф + P_м$$

Приймаючи площу підошви фундаменту F, визначається питомий тиск на ґрунт:

$$P = \frac{P_2}{F}.$$

2.6 Схеми генерування електричної енергії вітроустановками.

Вітроелектроустановки виробляють енергію як постійного, так і змінного струму для автономних або мережних систем і будуються за наступними схемами:

- ротор – генератор постійного струму – споживач постійного струму та/або акумуляторна батарея;
- ротор – генератор постійного або змінного струму – нагрівач та тепловий акумулятор;
- ротор – генератор змінного струму – випрямляч – інвертор – споживач змінного струму сталої частоти;
- ротор – генератор змінного струму (синхронний або асинхронний) – мережа навантаження.

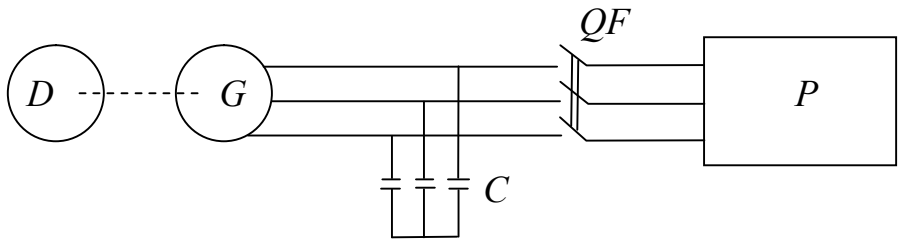
Генерування постійного струму здійснюється на установках до 10 кВт. Електричні машини постійного струму мають колектор і щітковий контакт, що обмежує їх широку експлуатацію. Вони мають великий початковий момент опору і це ускладнює їх застосування в агрегатах з швидкохідними роторами (наприклад, в агрегаті потужністю 1,5 кВт цей момент досягає 0,8 кг·м, внаслідок чого агрегат з трилопатевим ротором діаметром 4м починає працювати тільки при швидкості вітру біля 6м/с).

Для генерування змінного струму застосовують асинхронні та синхронні машини.

Асинхронний генератор має ряд переваг, що полягають в простоті конструкції, високої надійності в експлуатації, нескладних схемах під’єднання на паралельну роботу з мережею та іншими джерелами електроенергії. Крім того, як генератор може застосовуватись асинхронний двигун. Асинхронний генератор є механічно міцною машиною, за якою потрібен мінімальний догляд. При короткому замиканні ударний струм швидко затухає, що не викликає перегрівання та руйнування обмоток. При

перевантаженні генератор швидко втрачає збудження (і навіть розмагнічується), що також запобігає виходу його з ладу.

Принципова електрична схема подана на рис.2.8.



D – приводний двигун (ротор вітроустановки); *G* – асинхронний генератор*;*
C – батарея конденсаторів; *QF* – роз'єднувач; *P* – навантаження.

Рис. 2.8 Схема під'єднання асинхронного генератора.

Робота асинхронного генератора як автономного джерела живлення можлива тільки при умові подачі в обмотку статора реактивної потужності від батареї конденсаторів, що під'єднані до кожної фази. При активному навантаженні реактивна потужність, що надходить від конденсаторів, повинна дорівнювати реактивній потужності генератора (за величиною необхідної для створення магнітного потоку). При активно-індуктивному навантаженні, реактивна потужність від конденсаторів повинна покривати також реактивну потужність навантаження. Така величина ємності конденсаторів значно здорожує вартість вітроустановки, що є недоліком.

Величину ємності конденсаторів за трьома фазами можна визначити за виразом (при вмиканні трикутником):

$$C = \frac{Q \cdot 10^6}{0,314U^2} = 3,18 \cdot 10^6 \frac{Q}{U^2}, \text{ мкФ}$$

де Q – реактивна потужність конденсатора (кВАр).

Для запобігання коливань напруги при зміні характеру навантаження (активне, індуктивне), слід передбачати комутацію частини конденсаторів.

Ще одною перевагою асинхронного генератора є те, що напруга на його виході має сталу частоту при зміні частоти обертів ротора в деяких межах, і це надає йому більшу стійкість при роботі на мережу, ніж при застосуванні синхронних машин.

До недоліків відносять менший рівень вироблення енергії ніж синхронними машинами. Це пов’язано з меншим коефіцієнтом потужності, що обумовлено більшими струмами намагнічування (вони пропорційні квадрату напруги).

Іншими системами є застосування асинхронної машини з фазним ротором як асинхронного або синхронного генератора з метою найдоцільнішої реалізації позитивних характеристик обох типів. При дономінальних та номінальній швидкості вітру машина працює як синхронний генератор із збудженням постійним струмом, що підводиться через контактні кільця до обмоток ротора. При поривчастих вітрах, машина переходить в режим асинхронного генератора з коротко замкненим ротором з використанням його допустимого діапазону ковзання. Перехід від синхронного до асинхронного режиму проходить із незначним перевантаженням за струмом. При зворотному переході необхідно забезпечити такий режим, щоб викиди моменту та струму не були більшими 0,5...0,8% номінального.

Синхронні генератори з самозбудженням від випрямлячів мають мінімальну кількість контактів. Вони мають також задовільну стійкість роботи в широкому діапазоні швидкості обертання. При роботі синхронного генератора з мережею, у випадках зниження швидкості вітру, він переходить в двигунний режим (і споживає енергію з мережі) або випадає із синхронізму, що є суттєвим недоліком даної системи.

Синхронні генератори із збудженням від постійних магнітів застосовують, як правило, в автономних вітроелектроустановках. До їх переваг відносять простоту конструкції, надійність, відсутність контактів

ковзання та обертання обмоток, непотрібність витрат енергії на збудження. Недоліком даних генераторів є складність регулювання та стабілізації напруги, обмежена гранична потужність із-за порівняно невеликої питомої енергії постійних магнітів. За конструкцією синхронні генератори з постійними магнітами виконуються з обертовими магнітами та нерухомими обмотками.

При конструюванні автономних вітроелектроустановок, що під'єднуються безпосередньо або з акумулюючими пристроями на навантаження, слід враховувати умови допустимої втрати напруги при пуску електрообладнання споживача. Тому потужність генератора буде складати:

$$P_{в.г.} = \frac{1.36 N_в}{k_0},$$

де $N_в$ – потужність двигуна електроспоживача;

k_0 – коефіцієнт, що дорівнює 0,35 для привода з постійним і 0,9 – для привода з вентиляторним моментом.

2.7 Приклади розрахунків.

1.Визначення параметрів ротора вітроенергетичної установки.

Дано: потужність вітроустановки $P_н$ = 3 кВт; середньорічна швидкість вітру $v_{с.р.}$= 4,2 м/с; температура навколишнього середовища t^0_c = (-15…+25)^{0}C; тиск B = 720…760 мм рт.ст.

1. Розрахунок номінальної швидкості вітру:
   - для швидкохідних роторів:

     $v_н$=*1,5* $v_{с.р.}$= *6,3 м/с;*
   - для тихохідних роторів:

     $v_н$=*1,25* $v_{с.р.}$= *5,3 м/с.*

2. Діаметр ротора вітроенергетичної установки:

$$D = 45,6\sqrt{\frac{P_н}{v_н^3 \xi}}$$

– для швидкохідних роторів:

$$D = 45,6\sqrt{\frac{3}{6,3^3 0,3}} = 9,1 \text{ м } (\approx 9 \text{ м});$$

– для тихохідних роторів:

$$D = 45,6\sqrt{\frac{3}{5,3^3 0,3}} = 11,8 \textit{ м } (\approx 12 \textit{ м});$$

3. Зміна потужності при зміні температури та тиску:

$$N_x = \frac{0,38 P_н B}{273 + t}$$

t= -15^{0}C B=720 мм рт.ст. $N_x = \frac{0,38 \cdot 3 \cdot 720}{273 - 15} = 3,18$ *кВт (D=9,4м)*

B=760 мм рт.ст. $N_x = \frac{0,38 \cdot 3 \cdot 760}{273 - 15} = 3,4$ *кВт (D=9,7м)*

t= 25^{0}C B=720 мм рт.ст. $N_x = \frac{0,38 \cdot 3 \cdot 720}{273 + 25} = 2,75$ *кВт (D=11,3м)*

B=760 мм рт.ст. $N_x = \frac{0,38 \cdot 3 \cdot 760}{273 + 25} = 2,91$ *кВт (D=11,6м)*

2. Розрахунок параметрів лопаті вітроенергетичної установки.

Дано: потужність вітроустановки $P_н$ = 3 кВт; модуль (швидкохідність) тихохідної установки $Z_т$ =0,9; модуль (швидкохідність) швидкохідної установки $Z_ш$ =5,5; кількість лопатей тихохідної установки $n_т$ = 18; кількість лопатей швидкохідної установки $n_ш$ = 3, середньорічна швидкість вітру $v_{с.р.}$= 4,2 м/с.

1. Визначення “робочого” діаметра ротора:

– площа обмаху ротора:

а) тихохідного

$$F = \frac{2P_н}{\xi k \rho v_н^3} = \frac{2 \cdot 3}{0{,}3 \cdot 0{,}01 \cdot 0{,}125 \cdot (1{,}25 \cdot 4{,}2)^3} = 107{,}5 м^2,$$

так як внутрішня частина ротора приблизно на 1/3 радіуса не використовується, то “робоча” площа складе:

$$F = \frac{\pi \cdot (D')^2}{4} - \left(\frac{D'}{3}\right)^2 \frac{\pi}{4} = \frac{2}{9} \pi (D)^2;$$

Тоді “робочий” діаметр буде становити 12,4 м.

б) швидкохідного

$$F = \frac{2P_н}{\xi k \rho v_н^3} = \frac{2 \cdot 3}{0{,}3 \cdot 0{,}01 \cdot 0{,}125 \cdot (1{,}5 \cdot 4{,}2)^3} = 63{,}99 м^2$$

D’=9,6 м.

2. Визначення швидкості на кінцях лопатей:

	тихохідний	швидкохідний
– швидкість вітру, що протікає через ротор $v' = 2 v_н / 3$, *м/с*	3,5	4,2
– кругова швидкість $u = v_н z$ *м/с*	4,725	34,65
– кут між вектором результуючої швидкості та направленням вісі (β) $\beta = arctg\ (1{,}5 z)$	$53^0 28'$	$83^0 5'$
– результуюча швидкість $c = v_н \sqrt{\left(\frac{v'}{v_н}\right)^2 + \left(\frac{u}{v_н}\right)^2}$, *м/с*	$5{,}25\sqrt{\left(\frac{3{,}5}{5{,}25}\right)^2 + (0{,}9)^2} = 5{,}87$	$6{,}3\sqrt{\left(\frac{4{,}2}{6{,}3}\right)^2 + (5{,}5)^2} = 34{,}9$

3. Визначення дійсного діаметру:

	тихохідний	швидкохідний
– відстань між лопатями $a = \frac{D'\pi}{m}$, *м*	$\frac{12,4 \cdot 3,14}{18} = 2,16$	$\frac{9,6 \cdot 3,14}{3} = 10,05$
– ширина повітряної полоси між лопатями $b = a \cdot \cos\beta$, *м*	*2,16 · 0,5943=1,28*	*10,05 · 0,11=1,11*
– дійсний діаметр $D = D' + 0,44b$, *м*	*12,4 + 0,44·1,28=12,96*	*9,6 + 0,44 · 1,11=10,09*
– довжина кола πD, *м*	*40,69*	*31,68*
– кутова швидкість $\omega = 2u/D$, *1/с*	*2 · 4,725/40,69=0,23*	*2 · 34,65/31,68=2*,19
– число обертів $n = \omega \frac{60}{2\pi}$, *об/хв.*	*0,23 · 60/6,28=2,2*	*2,19 · 60/6,28=20,9*

4. Визначення ширини та кута установки лопаті на 2/3 радіуса ротора

	тихохідний	швидкохідний
– довжина кола на 2/3 радіуса, м	*(2/3) · 40,69=27,13*	*(2/3) · 31,68=21,12*
– число модулів на 2/3 радіуса	*(2/3) · 0,9=0,6*	*(2/3) · 5,5=3,7*
$\frac{c}{v_н} = \sqrt{\left(\frac{v'}{v_н}\right)^2 + \left(\frac{u}{v_н}\right)^2}$	$\sqrt{\left(\frac{2}{3}\right)^2 + (0,6)^2} = 0,897$	$\sqrt{\left(\frac{2}{3}\right)^2 + (3,7)^2} = 3,76$
– кут атаки α (приймаємо за полярами Лілієнталя)	*3^0*	*$1^0 30'$*

– коефіцієнт підйомної сили c_a (за полярами Лілієнталя)	*0,8*	*0,7*
– доцільна ширина крила $t=\frac{2\pi r}{n}\cdot\frac{8}{9C_a}\cdot\frac{v_н}{u}\cdot\frac{v_н}{c}$, м	$\frac{27,13}{18}\cdot\frac{8}{9\cdot0,8}\cdot\frac{1}{0,6}\cdot\frac{1}{0,897}=3,11$	$\frac{21,12}{3}\cdot\frac{8}{9\cdot0,7}\cdot\frac{1}{3,7}\cdot\frac{1}{3,76}=0,64$
$-\beta = arctg\ (1,5z)$	$arctg\,(1,5\cdot0,6)=42^0$	$arctg\,(1,5\cdot3,7)=79^0 47'$
– кут установки лопаті $\beta+\alpha$	45^0	$81^0\ 17'$

5. Визначення ширини та кута установки лопаті на зовнішнім кінці:

	тихохідний	швидкохідний
– довжина кола, що описує зовнішній кінець, *м*	*40,69*	*31,68*
– число модулів	*0,9*	*5,5*
$\frac{c}{v_н}=\sqrt{\left(\frac{v'}{v_н}\right)^2+\left(\frac{u}{v_н}\right)^2}$	$\sqrt{\left(\frac{2}{3}\right)^2+(0,9)^2}=1,12$	$\sqrt{\left(\frac{2}{3}\right)^2+(5,5)^2}=5,54$
– кут атаки α (приймаємо)	2^0	$1,5^0$
– коефіцієнт підйомної сили C_a	*0,7*	*0,7*
– доцільна ширина крила $t=\frac{2\pi r}{n}\cdot\frac{8}{9C_a}\cdot\frac{v_н}{u}\cdot\frac{v_н}{c}$	$\frac{40,69}{18}\cdot\frac{8}{9\cdot0,7}\cdot\frac{1}{0,9}\cdot\frac{1}{1,12}=2,85$	$\frac{31,68}{3}\cdot\frac{8}{9\cdot0,7}\cdot\frac{1}{5,5}\cdot\frac{1}{5,54}=0,44$
$\beta = arctg\ (1,5z)$	*arctg(1,5·0,9)=53⁰28'*	*arctg(1,5·5,5)=83⁰5'*

– кут установки лопаті $\beta+\alpha$	$55^0 28'$	$84^0 35'$

6. Визначення ширини та кута установки лопаті на внутрішньому кінці лопаті (1/3 радіуса):

	тихохідний	швидкохідний
– довжина кола на 1/3 радіуса, *м*	$(1/3)\cdot 40{,}69=13{,}56$	$(1/3)\cdot 34{,}3=11{,}43$
– число модулів на 1/3 радіуса	$(1/3)\cdot 0{,}9 = 0{,}3$	$(1/3)\cdot 5{,}5 = 1{,}8$
– кут атаки α (приймаємо)	6^0	$1{,}5^0$
– коефіцієнт підйомної сили C_a	$1{,}0$	$0{,}9$
– доцільна ширина крила $t=\frac{2\pi r}{n}\cdot\frac{8}{9C_a}\cdot\frac{v_н}{u}\cdot\frac{v_н}{c}$	$\frac{13{,}56}{18}\cdot\frac{8}{9\cdot 1{,}0}\cdot\frac{1}{0{,}3}=2{,}23$	$\frac{11{,}43}{3}\cdot\frac{8}{9\cdot 0{,}9}\cdot\frac{1}{1{,}8}=2{,}1$
$-\beta = arctg\ (1{,}5z)$	$arctg(1{,}5\cdot 0{,}3)=24^0 12'$	$arctg\ (1{,}5\cdot 1{,}8)= 69^0 40'$
– кут установки лопаті $\beta+\alpha$	$30^0 12'$	$71^0 20'$

7. Визначення зворотних коефіцієнтів якості лопаті на 2/3 радіуса:

	тихохідний	швидкохідний
– кут атаки α	3^0	$1^0 30'$
– коефіцієнт підйомної сили C_a	$0{,}8$	$0{,}7$
– коефіцієнт опору C_ω	$0{,}022$	$0{,}01$
– зворотний коефіцієнт якості крила $\varepsilon= C_\omega / C_a$	$0{,}028$	$0{,}014$

8. Визначення зворотних коефіцієнтів якості на зовнішній частині лопаті:

	тихохідний	швидкохідний
– кут атаки α	2^0	$1^0 30'$
– коефіцієнт підйомної сили C_a	0,7	0,7
– коефіцієнт опору C_ω	0,019	0,01
– зворотний коефіцієнт якості крила $\varepsilon = C_\omega / C_a$	0,027	0,014

9. Визначення зворотних коефіцієнтів якості на внутрішній частині лопаті:

	тихохідний	швидкохідний
– кут атаки α	6^0	$1^0 30'$
– коефіцієнт підйомної сили C_a	1,0	0,7
– коефіцієнт опору C_ω	0,039	0,01
– зворотний коефіцієнт якості крила $\varepsilon = C_\omega / C_a$	0,039	0,014

2. Розрахунок опор вітроенергетичних установок.

Дано: Висота перешкоди перед вітроустановкою 7м, відстань від верхівки перешкоди до нижньої точки кола обмаху ротора 2м, радіус ротора тихохідної установки 6м, швидкохідної 4,5м (площа лопаті 5,7м^2, кутова швидкість 2,2 с$^{-1}$), маса опори 1300кг

1. Мінімальна висота опори:

	тихохідний	швидкохідний

$H = h + c + R$, *м*	7+2+6=15	7+2+4,5=13,5

2. Вітрове навантаження на опору:

$$P_{\max} = R_x \left(\frac{H}{H_{мод}} \right)^2 v^2$$

	тихохідний	швидкохідний
– тип опори – навантаження при $H_{мод}=0,486м$; $v=40$ *м/с*; $R_x=0,00085$ $\beta=1,01$	ферменна, 4-нога $P = 6770R_xH^2 = 1294,76$	циліндрична $P = 7.1\beta H^2 = 1306,9$

3. Лобовий тиск на ротор:

– для тихохідного (II крива $\gamma=45^0$):

$$P_x = \bar{x}F\frac{\rho v^2}{2} = 0,413 \cdot \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} \cdot \frac{0,125 \cdot 15^2}{2} = 656,52кг$$

$$P_y = \bar{y}F\frac{\rho v^2}{2} = 0,19 \cdot \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} \cdot \frac{0,125 \cdot 15^2}{2} = 302,03кг$$

– для швидкохідного:

$$P = c_y S \frac{\rho}{2}(\omega^2 r_ш^2 + v^2)in = 1,12 \cdot 5,7 \cdot \frac{0,125}{2}(2,2^2 \cdot 3,12^2 + 15^2) \cdot 3 \cdot 1,64 = 534,2кг$$

$c_y=1,12$ $(b/\gamma)=20$ – відношення хорди лопаті до висоти);

$$r_m = \sqrt{\frac{R^2 + Rr_0 + r_0^2}{3}} = \sqrt{\frac{20,25 + 1,5 \cdot 6,75 + 2,25}{3}} = 3,12м;$$

$$n = \frac{\omega^2 r^2 + v_n^2}{\omega^2 r^2 + v^2} = \frac{2,2^2 \cdot 3,12^2 + 20^2}{2,2^2 \cdot 3,12^2 + 15^2} = 1,64$$

4. Момент біля основи опори:

$M = P_л H + P_б H_б$;

для тихохідного – $M=656,5 \cdot 15 + 1300 \cdot (15 \cdot 0,428 + 1,1) = 19597,5$ *кг·м;*

для швидкохідного – $M = 534,2 \cdot 13,5 + 1300 \cdot 7 = 16311,7$ *кг·м.*

5. Стискаюча сила:

– для 4-ногої опори:

$$P_м = \frac{M}{1,4B} = \frac{19597,5}{1,4 \cdot 0,22 \cdot 15} = 4241,9 \text{ кг;}$$

Стискаюча сила на задню ногу:

$P_2 = 0,25G + G_ф + P_м$

Питомий тиск $p = P_2 / b^2$ – для середніх ґрунтів $2 кг/см^2 (20 \cdot 10^3 кг/м^2)$.

Маса фундаменту під одну ногу: $G_ф = b^2 \ h \ \gamma$ (b^2 – площа; h–глибина закладки $>1,1 м$; γ – густина матеріалу фундаменту – *бетон* $\approx 2 \cdot 10^3 кг/м^3$)

Маса вітроустановки (опора 1300 *кг*, ротор, хвіст, гондола в сумі $141R^2$)

$$b^2 = \frac{P_м + 0,25G}{20 \cdot 10^3 - \gamma h} = \frac{4241,9 + 0,25 \cdot 6376}{17,8 \cdot 10^3} \approx 0,33 м^2$$

– для циліндричної башти (при діаметрі опори 0,4м):

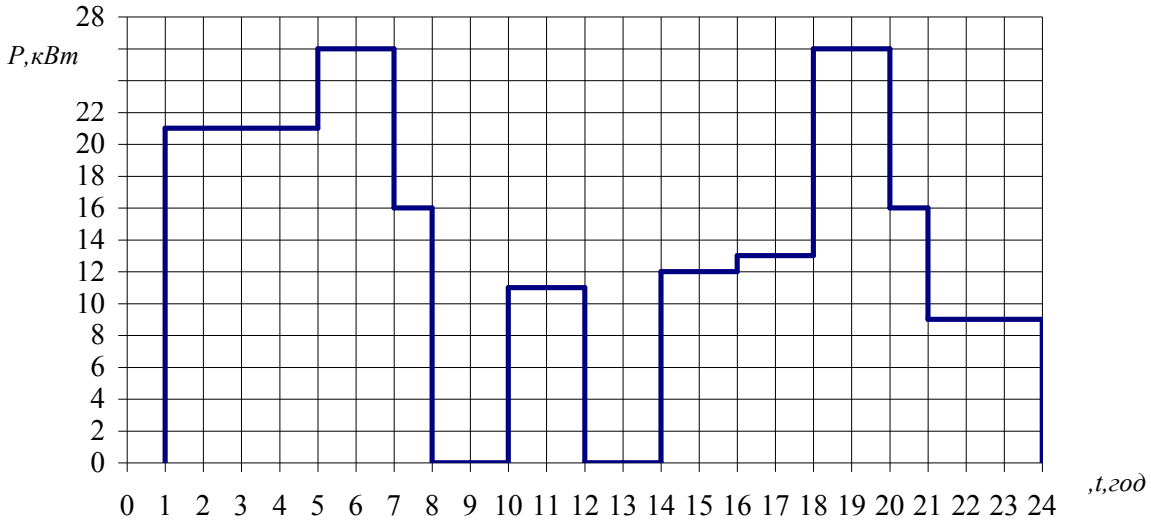
$$b^2 = \frac{P_м + G}{20 \cdot 10^3 - \gamma h} = \frac{16311,7 + 4155,25}{17,8 \cdot 10^3} = 4,8 м^2$$

3. Визначення потужності генератора вітроенергетичної установки.

Дано: Споживач – віддалений сільськогосподарський об’єкт (корівник на 200 голів). Навантаження: вакуум-насос – 10 кВт; холодильне обладнання – 8 кВт; водонагрівач – 12 кВт; прибирання гною – 11 кВт; освітлення – 8 кВт. Розпорядок дня – 1 зміна, двох разове доїння.

№ п/п	*Процеси*	*Години доби*																						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	*Доїння*																								
2	Холодильне обладнання																								
3	*Водонагрівач*																								
4	Прибирання гною																								
5	Освітлення: - основне - чергове																								

1.Навантажувальна діаграма:



Аналіз характеру навантаження потягом доби:

1 – з 1 до 5 години: активне навантаження (освітлення, нагрівач) – 13 кВт;

активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;

сумарне (одночасне): 21 кВт.

2 – з 5 до 7 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;

активно-індуктивне (холодильник, доїльне облад.) – 18 кВт;

сумарне (одночасне): 26 кВт.

3 – з 7 до 8 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;

активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;

сумарне (одночасне): 16 кВт.

4 – з 8 до 10 години – технологічна пауза;

5 – з 10 до 12 години: активно-індуктивне (прибирання гною) – 11 кВт;

6 – з 12 до 14 години – технологічна пауза;

7 – з 14 до 16 години – активне навантаження (освітлення, нагрівач) – 12 кВт;

8 – з 16 до 18 години: активно(нагрівання) – 13 кВт;

9 – з 18 до 20 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;

активно-індуктивне (холодильник, доїльне обладнання) – 18 кВт;

сумарне (одночасне): 26 кВт.

10 – з 20 до 21 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;

активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;

сумарне (одночасне): 16 кВт.

11 – з 21 до 1 години: активне навантаження (освітлення) – 1 кВт;

активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;

сумарне (одночасне): 9 кВт.

Вимоги генератора за потужністю у визначені періоди доби:

$P_г = 1,36\frac{P_{нав.}}{к}$ де $к=1$ – активне навантаження;

$к= 0,9$ – привод з вентиляторним моментом;

$к= 0,35$ – привод з постійним моментом.

Потужність генератора вдані періоди доби:

1. $P_{г1} =1,36 \cdot 13= 17,7 \approx 18$ кВА

$P_{г2} =1,36 \cdot 8/0,9= 12,08 \approx 12$ кВА

$\Sigma P_г =18+12= 30$ кВА

2. $P_{г1} =1,36 \cdot 8= 11$ кВА

$P_{г2} =1,36 \cdot 18/0,9= 27,2$ кВА

$\Sigma P_г = 38$ кВА

3. $P_{г1} =1,36 \cdot 8= 11$ кВА

$P_{г2}$ =1,36 ·8/0,9= 12,08≈12 кВА

$\Sigma P_г$ =23 кВА

5. $P_г$ =1,36 ·11/0,35= 43 кВА

7. $P_г$ =1,36 ·12= 16,3 кВА

8. $P_г$ =1,36 ·13= 18 кВА

9. $P_{г1}$ =1,36 ·8= 11 кВА

$P_{г2}$ =1,36 ·18/0,9= 27,2 кВА

$\Sigma P_г$ =38 кВА

10. $P_{г1}$ =1,36 ·8= 11 кВА

$P_{г2}$ =1,36 ·8/0,9= 12,08≈12 кВА

$\Sigma P_г$ =23 кВА

11. $P_{г1}$ =1,36 ·1= 1,4 кВА

$P_{г2}$ =1,36 ·8/0,9= 12,08≈12 кВА

$\Sigma P_г$ =14 кВА

Максимальне значення 43 кВА. За каталогом приймаємо 45 кВА.

Контрольні питання до глави 2.

1. З яких складових частин здійснюється компоновка вітромеханічних установок?
2. З яких складових частин здійснюється компоновка вітроелектричних установок?
3. Як визначається режим виробітку енергії вітроенергоустановкою?
4. Як визначається зміна швидкості вітру за висотою?
5. Від яких чинників залежить потужність вітроенергоустановок?
6. Як впливає зміна температури та тиску на величину потужності вітроенергоустановок?
7. Як визначаються навантаження на елементи систем регулювання при регулюванні хвостом?

8. Як визначаються навантаження на елементи систем регулювання при регулюванні віндрозами?
9. Як визначається мінімальна висота опори вітроенергоустановки?
10. Які види опор застосовують для вітроенергоустановок?
11. При якій умові може виникнути вітровий резонанс опори?
12. За якими схемами генерування електроенергії будуються вітроенергоустановки?
13. До якої потужності рекомендується проектувати установки постійного струму?
14. В чому полягають переваги асинхронного генератора вітроенергоустановки порівняно з іншими типами генераторів?
15. Як визначити ємність конденсаторів для асинхронного генератора, що працює в автономному режимі?
16. Які синхронні генератори за видом збудження використовують у вітроенергетиці?
17. За яким виразом обчислюють потужність генератора вітроенергоустановки з урахуванням втрат напруги при пуску електрообладнання споживачів?

3 КОНСТРУЮВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК.

Сонячна енергетична установка – це енергетична установка, що перетворює енергію сонячної радіації в інші види енергії (наприклад, в теплову або в електричну).

Сонце кожну секунду випромінює $88 \cdot 10^{24}$ кал теплоти, що еквівалентно $1{,}25 \cdot 10^{16}$ т у.п. або $1{,}02 \cdot 10^{20}$ кВт·год. На Землю надходить тільки частина цієї енергії - біля 10^{18} кВт·год. ($123 \cdot 10^{12}$ т у.п.) за рік, що майже в 10000 разів

більше світового споживання енергії і приблизно в 100 разів більше енергії всіх розвіданих горючих копалин на Землі.

Густина сонячного потоку в космосі приблизно дорівнює 1,35 кВт/м^2.

Максимальна інтенсивність сонячного випромінювання на поверхні Землі складає близько 1 кВт/м^2, однак тривалість його становить всього 1-2 години в літні дні. Середня інтенсивність сонячного випромінювання в більшості районів земної кулі становить 200 ÷ 250 Вт/м^2. Безпосередньо на поверхню Землі надходить біля 50% від загальної кількості сонячного випромінювання, що проходить через верхні шари атмосфери, 23% з якої становить розсіяна сонячна радіація і 27% – пряма сонячна радіація.

При створенні та впровадженні сонячного енергетичного обладнання використовуються дані про кількість сумарної сонячної радіації і її складових, періодичність та змінність режимів її надходження.

Переваги енергії сонячної радіації порівняно з традиційними видами палива полягають в наступному:

- джерело енергії практично невичерпне;
- можливість використання енергії сонячної радіації на більшості ділянок поверхні Землі як місцевого енергетичного джерела;
- можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну;
- можливість отримання високих температур (> 500^{0}С);
- прискорювати дію у фотохімічних процесах.

Освоєння сонячної енергії здійснюються за трьома основними напрямками:

1. Тепловому – уловлюється радіаційне випромінення сонячним колектором – об’ємна конструкція, через яку циркулює теплоносій, а її зовнішня сторона (обернена до джерела випромінення) має чорну поглинаючу поверхню.

Рис. 3.1 Теплова система нагрівання води

2. Теплодинамічному – концентрується енергія сонячної радіації на котлі, пара з якого надходить на турбіну з електрогенератором.

Рис.3.2 Сонячна теплодинамічна електростанція

3. Фотоелектричному – уловлюється електромагнітне випромінення (оптичного діапазону) Сонця та перетворюється в електроенергію постійного струму. Конструкція сучасних генераторів, що виконані на напівпровідниковій основі, мають коефіцієнт перетворення біля 17%.

Рис.3.3 Фотоелектричні панелі

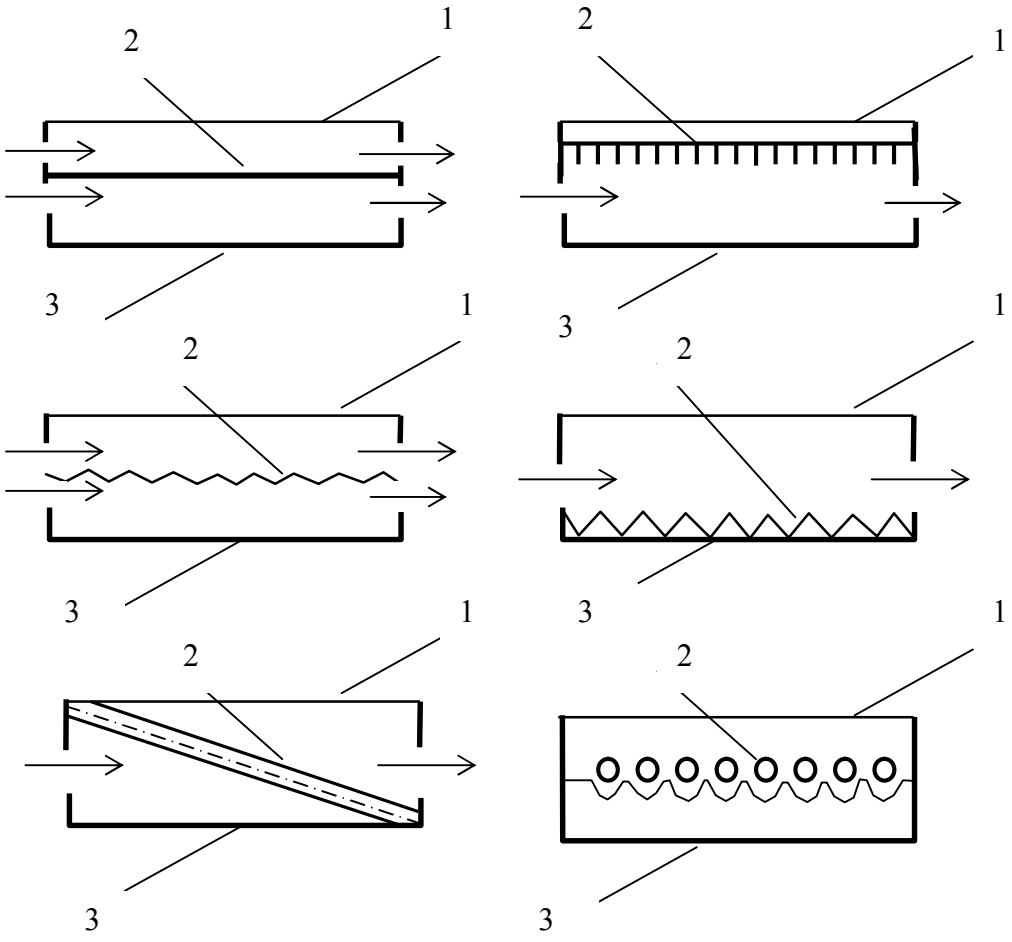
3.1 Загальні підходи до побудови теплових сонячних енергетичних установок.

Системи, що перетворюють енергію сонячної радіації в теплову, умовно поділяють на дві групи:

– “пасивні” – приймачем служать самі об’єкти, що нагріваються. Використання енергії Сонця проводиться за рахунок планіровочного та архітектурно-будівельного розташування споруд;

– “активні” – енергія уловлюється, накопичується та транспортується в спеціальних пристроях. Основним елементом є геліоприймач. Як теплоносій, може виступати газ (повітря), або рідина (вода, розчин солей). В залежності від виду теплоносія будується подальша конструкція теплової сонячної енергоустановки. Для низькопотенційних установок найбільш розповсюдженим типом

геліоприймача є плоский. Він побудований як ящик, в середині якого розташований колектор, конструктивно виконаний у вигляді трубопроводу різної конфігурації з гофрованою або чарунчастою поверхнею. Колектор має покриття з великою поглинаючою спроможністю. Стінки ящика обкладені тепловою ізоляцією. Один з боків має прозоре покриття, яке може бути одно–, дво– чи тришарове.



1 – прозоре покриття; 2 – плита або трубка; 3 – корпус.

Рис. 3.4 Види плоских сонячних колекторів.

За призначенням теплові сонячні енергоустановки застосовують, в основному, для гарячого водозабезпечення та кондиціювання як для індивідуальних споживачів, так і для групових, або будують централізовані системи.

Для надійності енергопостачання до сонячних енергоустановок додають акумулюючі пристрої з короткочасною або довгостроковою акумуляцією. Крім того, вони можуть мати дублюючий (резервний) нагрівач (наприклад, електронагрівач, що живиться від центральної мережі).

За характером руху теплоносія системи можуть бути з вільним або вимушеним режимом теплообміну, а за числом контурів теплообміну: одно–, дво– або багатоконтурними.

Таким чином, сонячні енергоустановки входять в фізичну систему узгодження енергопотоку надходження енергії сонячної радіації та потреб споживача, що діє протягом певного нормативного часу. В даній системі вхідними змінними є надходження енергії сонячної радіації та енергія від резервного (традиційного) джерела, вихідними – потреби об'єкта в теплоті.

Припустимо, що існує ***i***-та кількість (скінчена) об'єктів виробництва, що підлягає енергозабезпеченню від енергії сонячної радіації протягом періоду з ***j***-тої кількості днів. Реалізація узгодження потоків від джерела до споживача здійснюється технічними засобами, що побудовані за блочним принципом і містять первинні перетворювачі (сонячні нагрівачі), систему накопичення (теплові акумулятори), допоміжне та резервне обладнання (насоси для циркуляції теплоносія, електронагрівач). Тоді рівняння відносно використання енергії сонячної радіації буде становити:

$$\vec{Y}_1^i = a\vec{X}_1^i \qquad \textit{при } i=1,\ldots,n \ , \qquad (3.1)$$

де $\vec{Y}_1^i = \left[y_1^{i1}, y_1^{i2}, \ldots, y_1^{im}\right]$ - вектори, компоненти яких y_1^{ij} є значеннями теплових потреб і-того об'єкта в j-тий день експлуатації;

$\vec{X}_1^i = \left[x_1^{i1}, x_1^{i2}, \ldots, x_1^{in}\right]$ - вектори, компонентами яких є значення енергії від утилізаторів сонячної радіації на і-тому об'єкті в j-тий день експлуатації;

a – коефіцієнт параметрів структурних схем утилізації сонячної радіації.

Для окремої точки векторного простору співвідношення (3.1) буде складати:

$$y_1^{ij} = ax_1^{ij}$$

де $i=1,...n$ – номер об'єкта;

$j=1,...m$ – номер дня експлуатації;

$x_1^{ij} = E_\alpha^j \eta_{еф} L_s^j$ - потік енергії від утилізатора сонячної радіації;

де E_α^j – величина сумарної сонячної радіації на похилу поверхню, що приймає значення в діапазоні $[0, \widetilde{E}_\alpha^j]$;

де $\widetilde{E}_\alpha^j$ – середньостатистичне значення надходження енергії сонячної радіації в j-тий день експлуатації;

L_s^j – площа сонячних колекторів в j-тий день експлуатації.

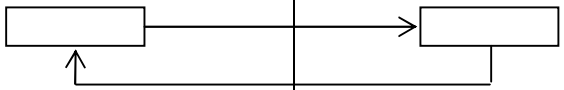
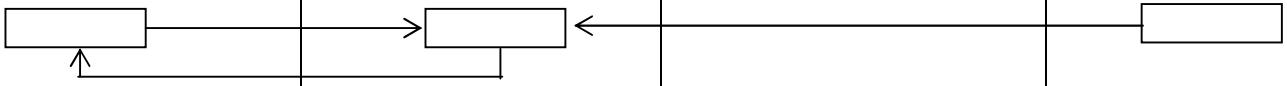
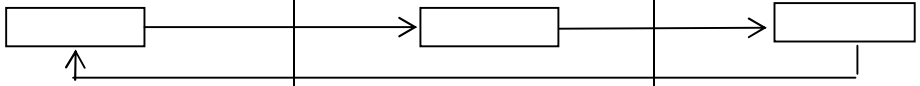
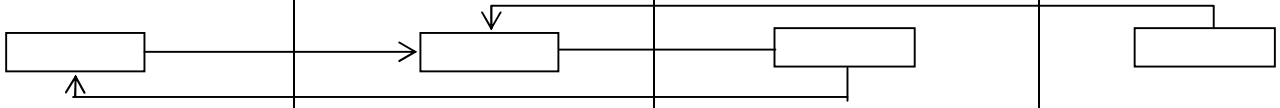
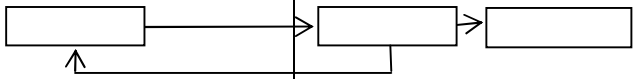
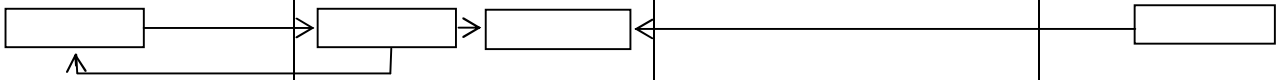
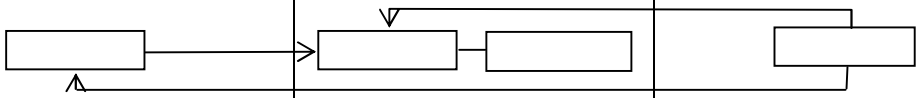
$\eta_{еф}$ – ефективність сонячних колекторів

В таблиці 3.1 подані можливі варіанти сонячних енергоустановок, що охоплюють вищевказані ознаки.

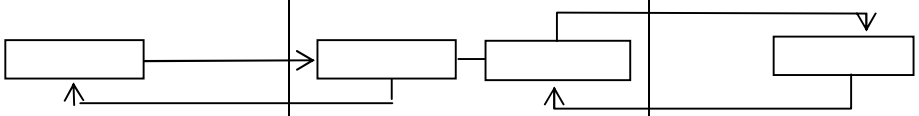
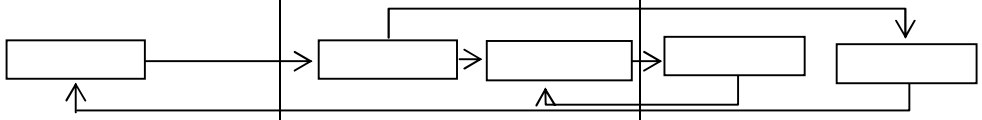
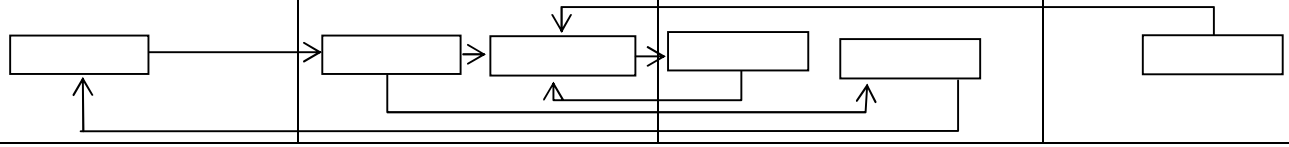
Розглянемо методичні підходи для визначення конструктивних параметрів сонячних енергоустановок для кожного з наведених варіантів. Зазначимо, що в рівняннях x_1 – надходження сумарної енергії сонячної радіації, x_2 – енергія резервного (традиційного) джерела, y_1 – потреби споживача в тепловій енергії.

Тоді для першого варіанту сонячної енергоустановки, що складається із сонячних нагрівачів та акумулятора, рівняння буде становити:

Таблиця 3.1 – Варіанти структурних схем енергозабезпечення об’єктів від енергії сонячної радіації

№ п/п	Найменування складових блоків схеми				Основні технічні параметри установок
	Сонячний водонагрівач	Тепловий акумулятор	Насос для прокачування теплоносія	Електронагрівач	
1	2	3	4	5	6
1					L_c– площа сонячних колекторів; α – кут нахилу до горизонту; V_a – ємкість бака-акумулятора
2					$L_{c\ ;\alpha\ ;Va\ ;}$ $P_{ен-}$ – потужність електронагрівача
3					L; α ; V_a ; P_p – потужність насосу; g-витрати теплоносія
4					L_c; α; V_a ; P_p; $P_{ен}$; g.
5					L_c; α; V_a; V'_a –ємкість бака-акумулятора другого контуру
6					L_c; α; V_a; V'_a; $P_{ен}$
7					L_c; α;V_a; V'_a; P_p; g

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6
8					L_c; α;V_a; V'_a; P'_p – потужність насосу другого контуру
9					L_c; α;V_a; V'_a; P_p P'_p; g
10					L_c; α;V_a; V'_a; P'_p; $P_{ен}$; g

$$(y_1)_1 = x_1(1 - a),$$

де $x_1 = E_\alpha \cdot \eta_{еф} \cdot L_S$,

де E_α - питома величина сумарної сонячної радіації на похилу поверхню;

$\eta_{еф}$ - ефективність сонячного колектора;

L_S - площа сонячних колекторів;

a - коефіцієнт втрат акумулятора.

В другому варіанті в акумуляторі проходить поєднання двох потоків енергії - від сонячних колекторів і від теплоелектричного нагрівача:

$$(y_1)_2 = \omega_1 x'_1 (1 - a) + \omega_2 x_2 a,$$

де x'_1 – потік енергії сонячної радіації при $E_\alpha < \tilde{E}_\alpha$;

$\omega_1 = 1 - \omega_2$,

де ω_1, ω_2 – вагові коефіцієнти потоків x_1 та x_2 відповідно.

$x_2 = P_{TE}$ - потужність потоку енергії від традиційного джерела.

В третьому варіанті насос впливає на процес теплообміну в сонячному колекторі:

$$(y_1)_3 = k_H x_1(1 - a),$$

де k_H – коефіцієнт пропорційності між вільним і вимушеним режимом теплообміну в сонячному колекторі.

Четвертий варіант об’єднує особливості другого та першого варіантів:

$$(y_1)_4 = \omega_1 x_1 k_H (1 - a) + a\ \omega_2 x_2,$$

В 5...10 варіантах використовуються двоконтурні системи, застосування яких проводиться в тих випадках, коли пряме використання теплоносія

неможливе (наприклад, при використанні в першому контурі розчинів з антикорозійними присадками). Тоді рівняння для цих варіантів будуть наступними:

$$(y_1)_5 = x_1 (1 - a' - a''),$$

де a', a'' – коефіцієнти втрат акумуляторів відповідно першого та другого контурів;

$$(y_1)_6 = \omega_1 x_1 (1 - a' - a'') + a' \omega_2 x_2,$$
$$(y_1)_7 = k_H x_1 (1 - a' - a''),$$
$$(y_1)_8 = x_1 (1 - a' - k_{H''} a''),$$

де $k_{H''} = a''_{вільн} / a''_{вим}$ – коефіцієнт зниження втрат при застосуванні вимушеного режиму теплообміну в другому контурі.

$$(y_1)_9 = k_H x_1 (1 - a' - k_{H''} a''),$$
$$(y_1)_{10} = k_H \omega_1 x_1 (1 - a' - k_{H''} a'') + \omega_2 x_2 k_{H''} a''.$$

Слід зазначити, що використання сумарної добової енергії сонячної радіації в теплових системах рекомендується при її рівні більше 15 МДж/м^2. Ця умова вказує на наявність доцільних періодів використання сонячних енергоустановок, інформація про які подана в таблиці 3.2.

Величина перетворення енергії сонячної радіації в сонячних енергоустановках залежить від кута нахилу поверхні нагрівання, ефективності сонячного колектора, режиму теплообміну.

Таблиця 3.2 – Доцільні періоди використання сонячних енергоустановок

№ п/п	Найменування метеорологічної станції	Тривалість періоду	Календарні строки періоду (ймовірність 0,6)
1	Ковель	71	5.05...17.08
2	Нова Ушиця	81	8.05...14.08
3	Великоанадоль	117	1.05...7.09
4	Полтава	118	3.05...6.09
5	Бориспіль	121	18.04...31.08
6	Асканія Нова	124	1.05...13.09
7	Болград	139	2.05...22.09
8	Одеса	140	1.05...20.09
9	Карадаг	163	2.04...30.09
10	Євпаторія	167	1.04...25.09

За відомим рівнянням Клейна, надходження сумарної енергії сонячної радіації на похилу поверхню складає:

$$E_\alpha = E\left[\left\{1-\frac{E_d}{E}\right\}\frac{\cos(\varphi-s)\cos\delta\sin\omega_s' + \frac{\pi}{180}\omega_s'\sin(\varphi-s)\sin\delta}{\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \frac{\pi}{180}\omega_s\sin\varphi\sin\delta} + \frac{E_d}{E}\frac{1+\cos s}{2} + \rho\frac{1-\cos s}{2}\right],$$

де E – питоме надходження сумарної енергії сонячної радіації на горизонтальну поверхню;

E_d – питома складова дифузної сонячної радіації;

φ – широта місцевості;

s – кут нахилу нагрівача;

δ – схилення Сонця;

ω'_s – годинний кут заходу Сонця за похилу поверхню;

ω_s – годинний кут заходу Сонця за горизонтальну поверхню;

ρ – альбедо Землі.

Вимірювання дифузної радіації (E_d) на станціях проводиться в окремих випадках, і тому її визначають розрахунковим способом з врахуванням коефіцієнта хмарності:

$$\frac{E_d}{E} = 1.39 - 4.03k_x + 5.53k_x^2 - 3.11k_x^3,$$

де $k_x = E / E_o$ – коефіцієнт хмарності,

де E_o – середньомісячне питоме добове надходження енергії сонячної радіації на горизонтальну поверхню за межами земної атмосфери. Для умов України його значення подане в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Середньомісячне питоме добове надходження енергії сонячної радіації на горизонтальну поверхню за межами земної атмосфери, (МДж/м^2)

Північна широта	Місяць року											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
40^0	15,1	20,3	27,2	34,3	39,3	41,4	40,3	36,2	29,7	22,3	16,3	13,6
45^0	12	17,5	24,8	32,8	38,8	41,3	40	35,1	27,7	19,6	13,3	10,6
50^0	9	14,5	22,3	31,2	38,1	41,2	39,6	33,8	25,4	16,7	10,3	7,6
55^0	6,1	11,5	19,5	29,3	37,2	40,9	39,1	32,4	23	13,8	7,3	4,8

При експлуатації сонячних енергоустановок приходиться вирішувати питання регулювання кута нахилу нагрівачів до горизонту. При цільовій функції максимуму енергії, в умовах України, зміна кута нахилу нагрівачів протягом доцільного періоду не потрібне. Величина кута нахилу наведена в таблиці 3.4.

Коефіцієнт пропорційності між вільним і вимушеним режимами теплообміну в сонячних енергоустановках визначається з умов наявності в них умов теплообміну другого та третього роду. Умовою другого роду є постійність

надходження потоку енергії сонячної радіації на поверхню нагрівачів. Умовою третього роду є завдання величини коефіцієнта тепловіддачі та температури:

$$t_c = t_p + q_c\left(\frac{1}{\alpha_p} + \frac{h}{\lambda_c}\right),$$

де t_c, t_p – температура відповідно стінки нагрівача та теплоносія;

q_c – потік енергії сонячної радіації;

α_p – коефіцієнт тепловіддачі теплоносія;

h – товщина стінки нагрівача;

λ_c – коефіцієнт теплопровідності стінки нагрівача.

Згідно узагальненим результатам дослідів М.А.Міхєєва при вільній конвекції при нагріванні води до 100^0С:

$$Nu_в = 0.54\left(Gr\,\mathrm{Pr}\right)^{0.25}$$

де *Nu, Gr, Pr* – відповідно критерії Нусельта, Грасгофа та Прандтля.

При вимушеному режимі теплообміну тепловіддача залежить від швидкості руху рідини (характеризується критерієм Рейнольда). При проектуванні сонячних енергоустановок, витрати рідини через колектори рекомендується забезпечувати в межах $2\cdot10^{-5}$ м^3/с на 1м^2 поверхні (для повітря – $(5...20)\cdot10^{-3}$ м^3/с).

При таких витратах і зміні температури нагрівання від 20^0С до 60^0С критерій Рейнольдса становить *Re* = 1272,4...2677,8, що відповідає перехідному процесу від ламінарного до турбулентного руху.

$$Nu_{вим} = k_o Pr^{0.43}\left(\frac{\mathrm{Pr}}{\mathrm{Pr}_c}\right)^{0.25},$$

де $k_o = f(Re,Gr)$.

Тоді коефіцієнт пропорційності двох режимів буде складати:

$$e = \frac{Nu_в}{Nu_{вим}} = \frac{0.54}{k_o} Gr^{0.25} \Pr^{-0.18} \left(\frac{\Pr}{\Pr_c} \right)^{-0.25}.$$

Прагнення підвищити продуктивність колектора шляхом збільшення витрат теплоносія без зміни його геометричних розмірів при наявності умов другого та третього роду теплопровідності на справджується, так як різниця температур “стінка-теплоносій” і коефіцієнт тепловіддачі знаходиться в гіперболічній залежності. Наприклад, при збільшенні витрат теплоносія в 2 рази α пропорційно збільшується в 1,7 рази, виходячи з умов переходу бігу рідини в турбулентний стан. При подальшому збільшенні витрат теплоносія зростання кількості теплоти буде незначним в той час як витрати потужності на утворення такого потоку ростуть в кубічному ступені.

Сумарна ефективність двоконтурної системи складає:

$$\eta = \eta_{TC2} \left[\varepsilon k_{вх} - \frac{k_{пр} \left(t_{в2} - t_0 \right)}{q_{пад}} \right],$$

де $q_{пад}$ – потік енергії сонячної радіації, що падає на поверхню нагрівача;

$k_{вх}$ – коефіцієнт входження енергії сонячної радіації через світлопрозоре покриття установки;

ε – коефіцієнт променепоглинання поверхні теплоприймача;

η_{TC2} – термічна ефективність двоконтурної системи сонячного теплопостачання:

Таблиця 3.4 – Величина надходження сумарної сонячної енергії на похилу поверхню, МДж/м^2

№ п/п	Метеостанція	Кут нахилу, град.	Місяць року					
			IV	V	VI	VII	VIII	IX
1	Ковель	13	-	320,9	403,0	337,3	217,3	-
			-	320,7	401,9	336,9	215,1	-
2	Нова Ушиця	15	-	344,3	454,7	482,1	228,4	-
			-	343,8	463,9	480,7	227,5	-
3	Вликоанадоль	14	-	371,3	614,3	619,5	568,5	-
			-	370,9	610,2	617,8	559,3	-
4	Асканія Нова	15	-	564,0	648,2	612,0	496,7	175,8
			-	562,4	640,6	619,6	490,6	166,0
5	Бориспіль	15	110,3	589,4	662,0	642,7	458,6	-
			109,1	588,9	660,1	642,4	452,5	-
6	Полтава	20	-	506,6	647,2	626,2	500,0	83,3
			-	505,0	628,4	659,0	476,8	96,2
7	Одеса	16	-	591,5	666,1	660,1	624,0	345,1
			-	590,1	657,5	676,7	636,6	335,5
8	Болград	17	-	604,2	692,4	681,1	631,9	358,4
			-	586,2	680,8	660,9	619,3	360,4
9	Євпаторія	20	411,7	662,3	731,8	758,8	692,2	486,2
			411,3	656,8	713,4	747,1	716,1	459,4
10	Карадаг	18	291,6	652,4	721,4	709,1	674,6	501,7
			289,3	647,8	706,9	701,1	709,0	496,6

Чисельник: дані при змінному куту нахилу.
Знаменник: дані при постійному куту нахилу.

$$\eta_{TC2} = \left(\frac{1}{\eta_{TП}} + \frac{k_{пр} F}{k_{зм} F_{зм}} \right)^{-1},$$

де $\eta_{TП}$ – термічна ефективність теплоприймача;

$k_{пр}$ – приведений коефіцієнт теплопередачі огорожі елементів сонячного нагрівача;

F – площа сонячної енергоустановки;

$k_{зм}$, $F_{зм}$ – коефіцієнт теплопередачі та загальна площа змійовика теплообмінника;

$t_{в2}$ – температура води на виході другого контуру;

t_0 – температура навколишнього середовища.

В порівнянні з одноконтурною системою, сумарна ефективність двоконтурної системи складає близько 0,74.

Величина ємності акумулюючого пристрою для сонячної енергоустановки складає:

$$m = \frac{S_0 L_s}{c\left(t_к - t_п\right)} \geq m_{\min доб}$$

де S_0 – середньодобова питома величина надходження сумарної енергії сонячної радіації з урахуванням коефіцієнта ефективності колекторів сонячної енергоустановки;

L_s – площа колекторів сонячної енергоустановки;

c – питома теплоємкість акумулюючого матеріалу;

$t_п$, $t_к$ – початкова та кінцева температура нагрівання води;

$m_{min\ доб}$ – мінімальна добова величина використання теплоносія.

Залежність місткості акумулятора води на 1м^2 поверхні колекторів сонячної енергоустановки від середньодобової величини надходження енергії сонячної радіації (коефіцієнт ефективності установки 0,6) поданий на рис.3.5.

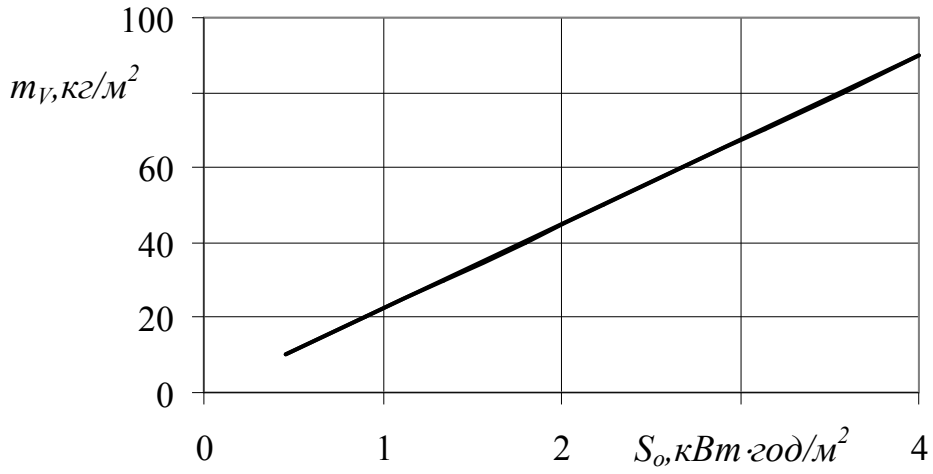


Рис. 3.5 Залежність місткості акумулятора на 1м^2 поверхні геліоустановки від середньодобової величини надходження енергії сонячної радіації (коефіцієнт ефективності установки 0,6).

3.2 Розрахунок фотоелектричних перетворювачів (сонячних батарей).

Фотоелектричне генерування енергії обумовлено просторовим розподіленням носіїв позитивного та негативного зарядів в напівпровідниках. В присутності електричного поля ці заряди здатні створювати електричний струм в зовнішній мережі. Пристрої на напівпровідникових переходах називають фотоелементами (ФЕ) або фотобатареями (ФБ), сонячними елементами (СЕ), сонячними батареями (СБ), сонячними фотоелектричними перетворювачами (СФЕП).

Промислові СФЕП мають ККД, що знаходиться в межах від 10 до 20% і можуть виробляти в день від 1 до 2 кВт·год. електроенергії на 1м^2 робочої поверхні. Сонячні елементи генерують електричний струм прямо пропорційно інтенсивності сонячного випромінювання.

Сучасні сонячні елементи мають наступні переваги: у них відсутні рухомі частини, що зношуються, вони мають необмежений термін служби, вимагають

мінімального обслуговування (або взагалі не вимагають такого), не забруднюють навколишнє середовище. На відміну від електрогенераторів інших типів вони можуть застосовуватися в широких межах потужності - від одного вата і до декількох тисяч мегават.

Сонячні енергоустановки з фотобатареями найчастіше будуються за такою схемою:

– сонячна батарея–аккумулятор–навантаження (або перетворювач роду струму–навантаження).

Сонячна батарея являє собою паралельно-послідовну комбінацію сонячних елементів.

Послідовне сполучення елементів необхідне для отримання робочої напруги:

$$U_p = U_ш + U_д + U_n,$$

де $U_ш$ – напруга на виході шин сонячної батареї;

$U_д$ – падіння напруги на блокуючих діодах, що увімкнуті в прямому напрямку;

U_n – падіння напруги в проводах між сонячними елементами та електрохімічним акумулятором.

Паралельні ланцюги послідовно з'єднаних елементів забезпечують отримання необхідного струму, що вимагає навантаження.

Загальна площа сонячної батареї, що працює на акумулятор, становить:

$$S = \frac{kQ}{j_c N_г N_д},$$

де Q – кількість електрики необхідної споживачу, А·год.;

k– коефіцієнт, що враховує кількість електрики, яку акумулятор віддає при розрядженні;

$N_г$ – тривалість добового заряджання;

$N_д$ – число діб заряджання;

j_c – щільність зарядного струму.

3.3 Приклади розрахунків.

1. Розрахунок сонячної одноконтурної водонагрівальної установки при вільному режимі теплообміну.

Площа нагрівача:

$$L = \frac{mc\left(t_k - t_n\right)}{I\tau\eta},$$

де m– маса води, (100 кг);

c – тепломісткість (1,163 Вт·год);

t_k – кінцева температура (55^0C);

t_n – початкова температура ($12...15^0$C);

I – питома величина надходження сумарної сонячної радіації (600...950 Вт/м^2);

η – ККД установки (0,5);

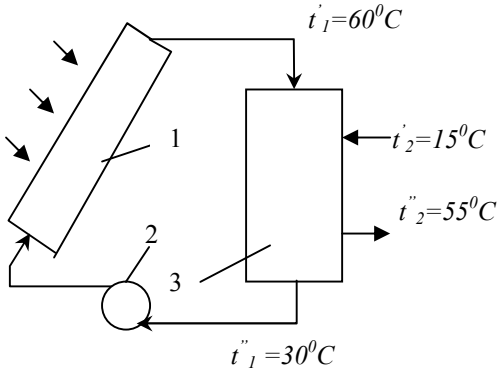
τ – час нагрівання (< 8год).

$$L = \frac{100 \cdot 1,163\left(55 - 15\right)}{700 \cdot 0,5 \cdot 8} = 1,7 м^2.$$

2. Розрахунок параметрів двоконтурних сонячних енергетичних установок.

Дано: потреби – 126 МДж/год.; система двоконтурна – в другому контурі швидкісний теплообмінник з параметрами: внутрішній діаметр корпуса $D_{вн}$ = *0,05м,* зовнішній ($d_з$) та внутрішній ($d_{вн}$) діаметр

трубок: $d_з$ = *0,016м,* $d_{вн}$ = *0,014м,* число трубок *z=4,* площа живого перетину трубок $f_{тр}$=*0,00062м*^{2}, площа між трубного простору $f_{м.тр}$=*0,00116м*^{2}. Сонячний колектор – сталевий, коефіцієнт теплоносія покриття $\varepsilon k_{вх}$ =*0,6*, температура навколишнього середовища t_0=*28*^{0}*C,* потік питомої сумарної сонячної радіації *750 Вт/м*^{2}; температура на виході сонячного водонагрівача t'_1=*60*^{0}*C*; температура на виході з теплообмінника t''_1 =*30*^{0}*C*; температура води на виході з теплообмінника t''_2=*55*^{0}*C*; температура води на вході теплообмінника t'_2=*15*^{0}*C.* Приведений коефіцієнт теплопередачі сонячного водонагрівача при *v=4м/с* ,$k_{пр}$=*7,2 Вт/м*^{2}.



1 – сонячний колекутор;

2 – насос;

3– теплообмінник.

<u>*Визначити*</u>: площу сонячних водонагрівачів ($F_{СВН}$), площу водоводяного теплообмінника ($F_{зм}$), коефіцієнт теплопередачі теплообмінника ($k_{зм}$), термічний ККД системи ($\eta_{ТС2}$) та сумарний ККД системи (η_2).

1. Витрати теплоносія через між трубний простір:

$$G_{мт} = \frac{Q}{c_p\left(t'_1 - t''_1\right)} = \frac{126\cdot 10^3}{4.19\left(60-30\right)} = 1002 кг/год\left(1,002 м^3/год\right)$$

2. Витрати теплоносія через трубки:

$$G_{тр} = \frac{Q}{c_p\left(t''_2 - t'_2\right)} = \frac{126\cdot 10^3}{4.19\left(55-15\right)} = 750 кг/год\left(0,75 м^3/год\right)$$

3. Швидкість протікання води в міжтрубному просторі:

$$v_{мт} = \frac{G_{мт}}{3600 f_{мт}} = \frac{1,002}{3600 \cdot 0,00116} = 0,24 м/с$$

4. Швидкість води в трубах:

$$v_{тр} = \frac{G_{тр}}{3600 f_{тр}} = \frac{0,75}{3600 \cdot 0,00062} = 0,34 м/с$$

5. Коефіцієнт теплопередачі змійовика теплообмінника:

$$k_{зм} = \mu \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2},$$

де μ – коефіцієнт, що враховує забрудненість та неповноту дії поверхні теплообмінника;

α_1 – коефіцієнт тепловіддачі від гарячого теплоносія до стінок трубок (перший контур):

$$\alpha_1 = \left[1400 + 9\left(t_1^{'} + t_1^{"}\right) - 0.00875\left(t_1^{'} + t_1^{"}\right)^2\right] \frac{v_{мт}^{0.8}}{d_{екв}^{0,2}};$$

α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від стінок трубок до холодного теплоносія (другий контур):

$$\alpha_2 = \left[1400 + 9\left(t_2^{'} + t_2^{"}\right) - 0.00875\left(t_2^{'} + t_2^{"}\right)^2\right] \frac{v_{тр}^{0.8}}{d_{вн}^{0,2}};$$

де $d_{екв} = \frac{D_{вн}^2 - z d_з^2}{D_{вн} + z d_з} = \frac{0,05^2 - 4 \cdot 0,016^2}{0,05 - 4 \cdot 0,016} = 0,01295;$

$$\alpha_1 = \left[1400 + 9\left(60 + 30\right) - 0.00875\left(60 + 30\right)^2\right] \frac{0,24^{0.8}}{0,01295^{0,2}} = 1629,16 ккал/м^2 год\,^0C$$

$$\alpha_2 = \left[1400 + 9\left(55 + 15\right) - 0.00875\left(55 + 15\right)^2\right] \frac{0,34^{0.8}}{0,014^{0,2}} = 1968,84 ккал/м^2 год\,^0C$$

$$k_{зм} = 0,75 \frac{1629,16 \cdot 1968,84}{3598} = 668,61 ккал/м^2 год\,^0C \left(778,2 Вт/м^2\,^0C\right)$$

6. Площа змійовика теплообмінника:

$$F_{зм} = \frac{Q}{k_{зм} \Delta t} = \frac{126 \cdot 10^3}{778,2 \cdot (45 - 35)} = 16,2 м^2;$$

7. Загальна площа сонячних водонагрівачів:

$$F_{СВН} = \frac{Q}{\eta_{ТП}\left[\varepsilon k_{вх} q_{пад} - k_{пр}\left(\frac{t_1^{'} + t_1^{''}}{2} - t_0\right)\right]} = \frac{126 \cdot 10^3}{0.975\left[0.6 \cdot 750 - 7.2\left(\frac{60+30}{2} - 28\right)\right]} = 394,5 м^2;$$

8. Термічна ефективність двоконтурної системи:

$$\eta_{ТС2} = \left(\frac{1}{\eta_{ТП}} + \frac{k_{пр} F}{k_{зм} F_{зм}}\right)^{-1} = \frac{1}{\frac{1}{0,975} + \frac{7,2 \cdot 394,5}{778,2 \cdot 16,2}} = 0,799;$$

9. Сумарна ефективність сонячних водонагрівачів двоконтурної системи:

$$\eta_2 = \eta_{ТС2}\left[\varepsilon k_{вх} - \frac{k_{пр}\left(\frac{t_2^{'} + t_2^{''}}{2} - t_0\right)}{q_{пад}}\right] = 0,799\left[0,6 - \frac{7,2 \cdot (30-28)}{750}\right] = 0,495;$$

10.Сумарна ефективність одноконтурної системи:

$$\eta_1 = \eta_{ТС}\left[\varepsilon k_{вх} - \frac{k_{пр}\left(\frac{t_2^{'} + t_2^{''}}{2} - t_0\right)}{q_{пад}}\right] = 0,975\left[0,6 - \frac{7,2 \cdot (30-28)}{750}\right] = 0,566;$$

11.Співвідношення двох систем:

$$\eta_{ТС1}/\eta_{ТС2} = 0,566/0,495 = 1,14$$

4. Розрахунок параметрів фотоелектричних перетворювачів.

Розрахунок проводиться за умов постійного значення освітленості та наявності поєднання однотипних елементів ($U_{хх}$, $I_{кз}$ –*const.*).

Дано: напруга споживача *9В*, струм споживання $4 \cdot 10^{-2} А$, час споживання – *5год.*

Визначити: площу фотобатареї.

1. Кількість електрики, що віддає акумулятор споживачу:

$$Q = t \cdot I = 5 \cdot 4 \cdot 10^{-2} = 0,2 А \cdot год.$$

2. Напруга джерела живлення:

$$U_{дж}=1,2\ U_a=1,2\cdot 9=11B.$$

3. Кількість елементів:

$$n = U_{дж}/ U_e=11/0,4=28шт,$$

де U_e – робоча напруга кремнієвого перетворювача (елемента фотобатареї).

4. Струмова площа елемента:

$$S_e = \frac{kQ}{j_c N_г N_д} = \frac{1,3\cdot 0,2}{10\cdot 10^{-3}\cdot 10\cdot 1} = 2,6см^2,$$

де j_c – щільність зарядного струму, 10 мА/см^2;

$N_г$ – тривалість заряджання, год.;

$N_д$ – кількість днів заряджання;

$k = 1,2...1,4$ – коефіцієнт, що враховує збільшення віддачі кількості електрики при розрядженні;

5. $U_{хх}=U_0 \cdot n= 0,5\cdot 28 = 14\ B.$

6. $I_{кз}= j_{опт}\cdot S = 20\cdot 2.6 =0.052A.$

7. $P_{max}=\xi\cdot U_{хх}\cdot I_{кз} =(0,6...0,8)\cdot 14\cdot 0,052 = 0,51\ Вт.$

8. Загальна площа батареї:

$$S =S_e \cdot n= 2,6 \cdot 28 = 72,8\ см^2\ (0,007м^2).$$

<u>Контрольні питання до глави 3.</u>

1. Які переваги має сонячна енергія порівняно з традиційними видами палива?
2. За якими основними напрямками проводиться освоєння сонячної енергії?
3. На які групи поділяються теплові системи сонячних енергетичних установок?
4. Які можуть бути сонячні теплові системи за характером руху теплоносія?

5. За яким виразом обчислюється площа сонячних колекторів одно контурної системи?
6. Яку величину складає ефективність двоконтурної системи порівняно з одноконтурною?
7. За якою схемою будують сонячні електроустановки з фотобатареями?
8. Як розрахувати загальну площу сонячних батарей, що працюють на акумулятор?

4 **КОНСТРУЮВАННЯ МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

Поверхня України поділена мережею річкових долин, балок і ярів з численними водотоками, починаючи від маленьких струмочків періодичної дії до великих рік, таких як Дніпро і Дністер.

Водозабори великих і багатьох середніх річок розташовані в кількох геоморфологічних областях, тому окремі їх ділянки різняться між собою. Малі річки течуть в межах однієї геоморфологічної області, тому різниця поміж їх окремими ділянками незначна.

Річкова мережа України розподіляється за наступними основними водозаборами:

– басейн р. Вісли - охоплює річки північного заходу республіки;

– басейн р. Дунаю, до якого належать річки басейнів Тиси і Прута, а також кілька річок, що впадають в Дунай або в Придунайські озера нижче гирла Прута;

– басейн р. Дністра - включає річки східних схилів Українських Карпат, а також річки Подільської височини;

– водозабір р. Південного Бугу - охоплює річки Подільської та Придніпровської височини;

– басейн р. Дніпра - перетинає Україну з півночі на південь і охоплює річки багатьох геоморфологічних областей;

– між Дунаєм і Дністром є близько 70 річок, що течуть в Причорноморській низовині і впадають у лимани Чорноморського узбережжя або у море;

– водозабір Сіверського Донця, правобережні притоки р. Дону;

– річки, що впадають в Азовське море та його лимани і затоки.

Для розрахунків гідрографічних характеристик використовуються опубліковані матеріали Держкомгідромету СРСР. Якщо річка протікає територією кількох суміжних держав, гідрографічні характеристики розраховуються для частини її водозабору, що розміщена безпосередньо в Україні, і, залежно від розмірів цієї частини водозабору, відноситься до відповідної градації малих річок.

За уточненими даними, більша частина України (98% площі) належить до басейнів Чорного і Азовського морів і тільки 2% її площі - до басейну Балтійського моря.

4.1 Основні схеми та склад споруд малих гідроелектростанцій.

Гідроенергетика є однією з найбільш розвинених галузей енергетики на основі відновлюваних джерел енергії, причому в останній час проводиться досить чіткий поділ на велику гідроенергетику, яку відносять до традиційних застосувань, та малу гідроенергетику, що визначається як один із напрямів відновлюваної енергетики.

Головною перевагою гідроенергетики є дешевизна генерованої на ГЕС електроенергії. Відсутність паливної складової в процесі отримання електроенергії при впровадженні невеликих ГЕС дає позитивний економічний та екологічний ефект. Необхідно відмітити, що ГЕС великої потужності, при спорудженні яких з землекористування вилучаються значні площі продуктивних земель, негативно впливають на стан в економічній, екологічній та соціальній сферах регіонів, де вони впроваджуються.

Згідно міжнародної класифікації (норматив ООН) до обладнання великої гідроенергетики відносять станції, нижня межа потужності гідроенергетичного обладнання яких становить 30 МВт, до малої гідроенергетики – станції, верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 30 МВт.

Гідроелектрична станція – комплекс гідротехнічних споруд, що обладнані гідромеханічним та електричним устаткуванням і призначений для перетворення енергії водяного потоку в електричну.

За потужністю гідроелектростанції умовно поділяються:

– мікро – потужністю до 100 кВт (0,1МВт). Вони призначені для енергозабезпечення окремих підприємств, віддалених селищ. Радіус дії цих станцій до 1 (інколи 2…5) км. Розподіл енергії здійснюються напругою до 10 кВ. Будівельна частина відрізняється простотою конструкції, гідромеханічне обладнання складається з одної або двох турбін;
– міні – від 100 до 1000 кВт (0,1…1 МВт). Призначені для групи споживачів, що розташовані в радіусі 20…25 км, або для енергопостачання відносно великого підприємства. Розподіл електроенергії проводиться напругою 10 кВ. Гідромеханічне обладнання складається з двох – трьох турбін. Працюють найчастіше паралельно з центральною енергосистемою;
– малі – від 1000 до 10000 кВт (1…10 МВт). Призначені для енергозабезпечення споживачів в радіусі до 50…60 км. Розподіл електроенергії здійснюється напругою 10…35 кВ. Працюють паралельно з центральною енергосистемою.

За величиною використання напору:

– низьконапірні – мікро – до 15 м, міні – 20 м, малі – 25 м;
– середньонапірні – мікро 15 – 50 м, міні 20 – 100 м, малі 25 – 130 м;
– високонапірні – мікро – > 25 м, міні – > 100 м, малі – > 130 м.

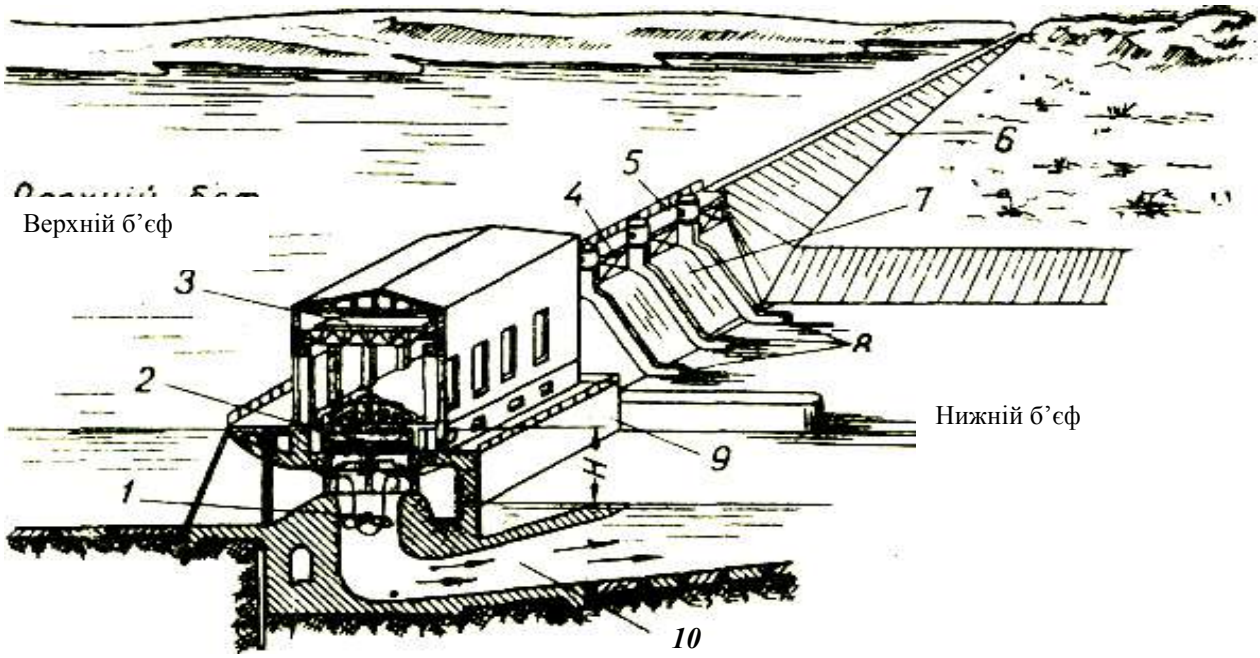
За способом створення напору гідроелектростанції споруджуються за наступними схемами:

– пригребельні;
– деривaційні;
– гребельно-деривaційні (мішані).

4.1.1 Схеми пригребельних гідроелектростанцій.

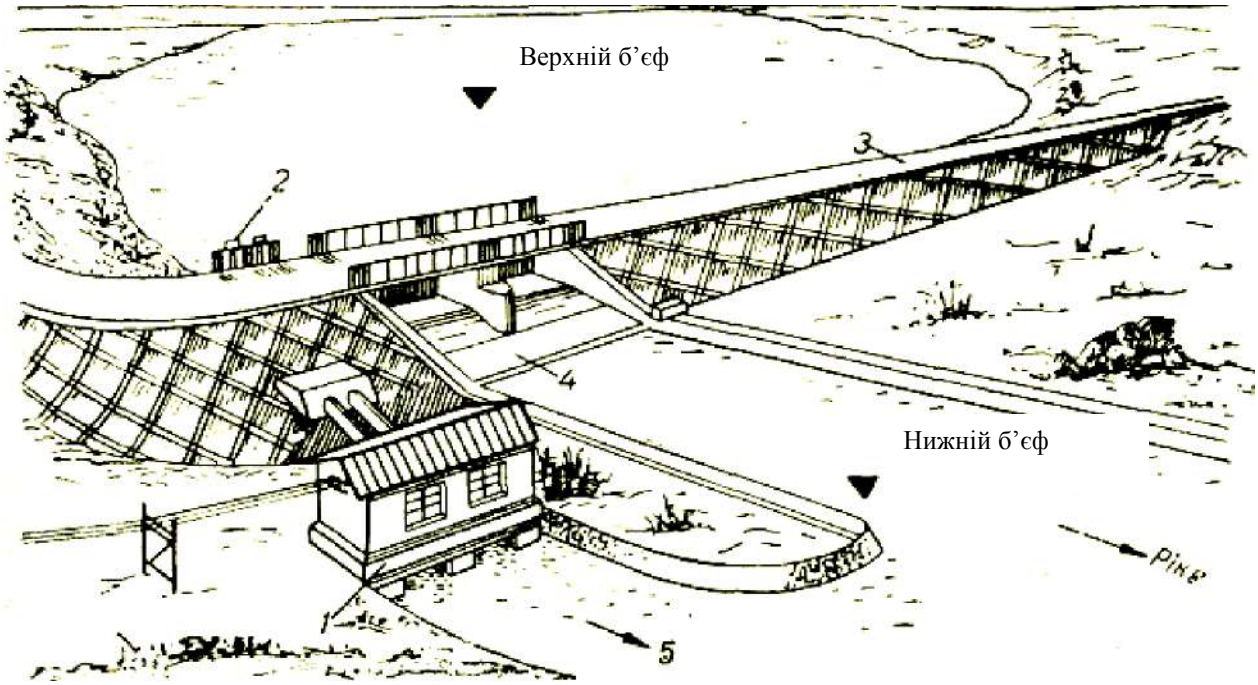
Пригребельні станції, в основному, розташовують на рівнинних річках, що мають невеликі уклони, малі швидкості течії та явно виражені заплави. Напір у них створюється греблею, а будівля станцій розташовується в нижньому б'єфі безпосередньо біля греблі.

В залежності від місцевих умов розрізнюють пригребельно-заплавні (рис.4.1, 4.2) та пригребельно–руслові (рис.4.3) гідроелектростанції.



1– турбіна; 2- генератор; 3- мостовий кран; 4- затвори; 5- міст; 6- глуха земляна гребля; 7- водозливна бетонна гребля; 8- бики; 9- будівля ГЕС; 10– відсмоктувальна труба.

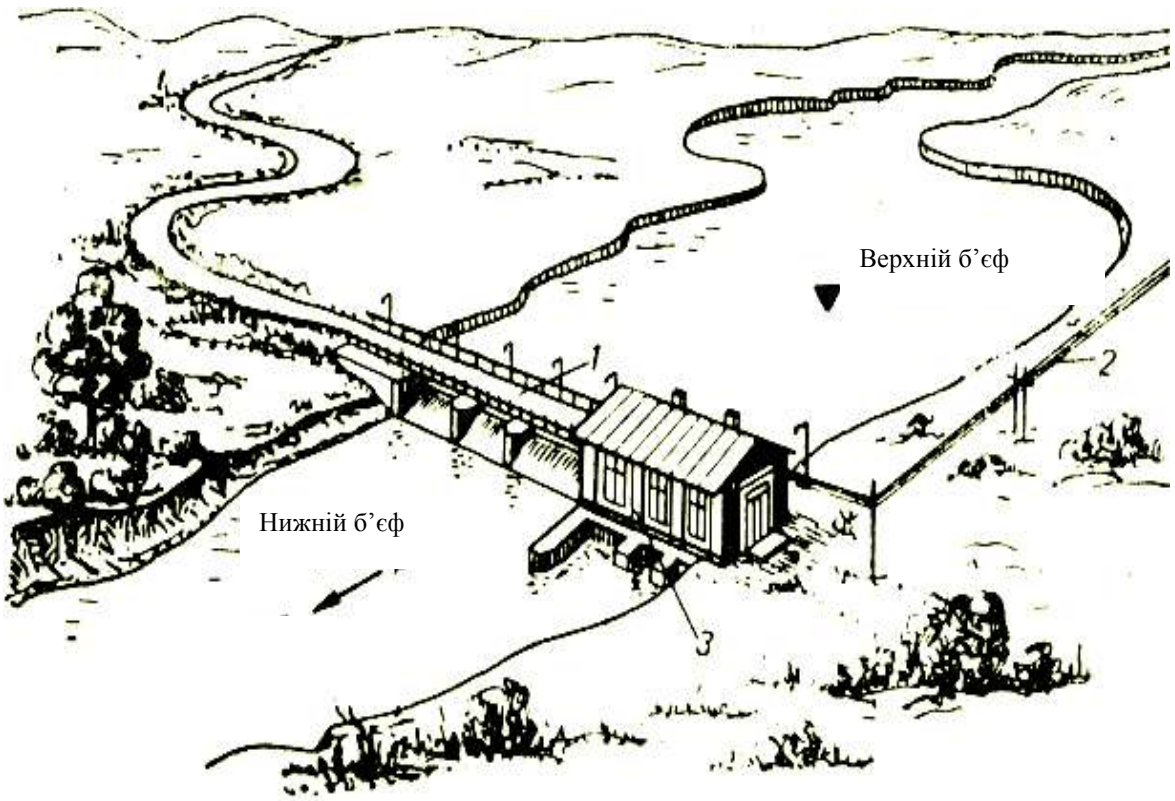
Рис. 4.1 Схема пригребельно-заплавної ГЕС з бетонною греблею



1– будинок ГЕС; 2- водоприймальник; 3- глуха гребля;
4- водозливна гребля; 5- водовідвідний канал.

Рис.4.2 Пригребельно-заплавна схема ГЕС.

У пригребельно-заплавних вода затоплює крім основного русла ще і заплаву до її корінних берегів. Напір коливається в межах 2,5...20 м. Це дає можливість регулювати стік ріки різними способами. Крім того, вони менше зазнають вплив коливання напору під час проходження весняних паводків, що дозволяє протягом всього року забезпечити безперебійну подачу електроенергії споживачу.



1-гребля; 2 лінія електропередачі; 3 - будівля ГЕС.

Рис. 4.3 Пригребельно-руслова схема ГЕС.

До недоліків даних гідроелектростанцій відносять:

– затоплення значних площ заплавних земель;
– великі обсяги будівельних гідротехнічних робіт та капіталовкладень.

Комплекс гідроспоруд пригребельно-заплавних станцій складається із:

– греблі – водонапірна споруда, що за характером роботи, яка виконується, поділяється на глуху (тільки створює напір води) та водозливну (крім підпору, здійснює скидання надлишків води з водоймища);
– будівлі гідроелектростанції – споруда, де розташовується гідромеханічне (турбінне обладнання) та електричне (генераторне обладнання) устаткування;
– водоприймальні споруди – здійснює подавання з водоймища до турбін;
– водовідвідного каналу – відводиться відпрацьована вода від будівлі гідроелектростанції до основного русла ріки нижче греблі.

У випадках, коли річка використовується як транспортний засіб або для рибництва, зрошення, створюють додаткові гідроспоруди у вигляді шлюзів, водозабірних споруд і рибоходів.

Глуха гребля не споруджується у випадку, коли заплава ріки вузька, а витрати надлишку води відносно великі. В даному разі створ являє собою одну водозливну греблю.

Пригребельно-руслові гідроелектростанції (рис.4.3) розташовуються на рівнинних ріках з широкими заплавами та високими берегами русла. Напір створюється греблею не вище відміток бровок обох берегів ріки. В даному випадку вода не повинна затоплювати заплавні землі (основна перевага). Такі гідроелектростанції будують при умові уклону поверхні води менше 0,0005 і при ширині заплави понад 700 м. Вони низьконапірні – не вище 5м.

Гідроспоруди пригребельно-руслових електростанцій складаються із:

- водозливної греблі;
- будівлі гідроелектростанції з водоприймальною спорудою (об’єднані) – розташовується в лінії створу.

Водовідвідний канал відсутній, тому що будівля станції безпосередньо розташована в руслі ріки і витримує натиск води.

Створ під руслову гідроелектростанцію вибирається на прямолінійній ділянці ріки з більш-менш сталим гідравлічним режимом, щоб уникнути звуження русла, що призведе до розмивання берегів і поглиблення дна безпосередньо за створом зведених споруд.

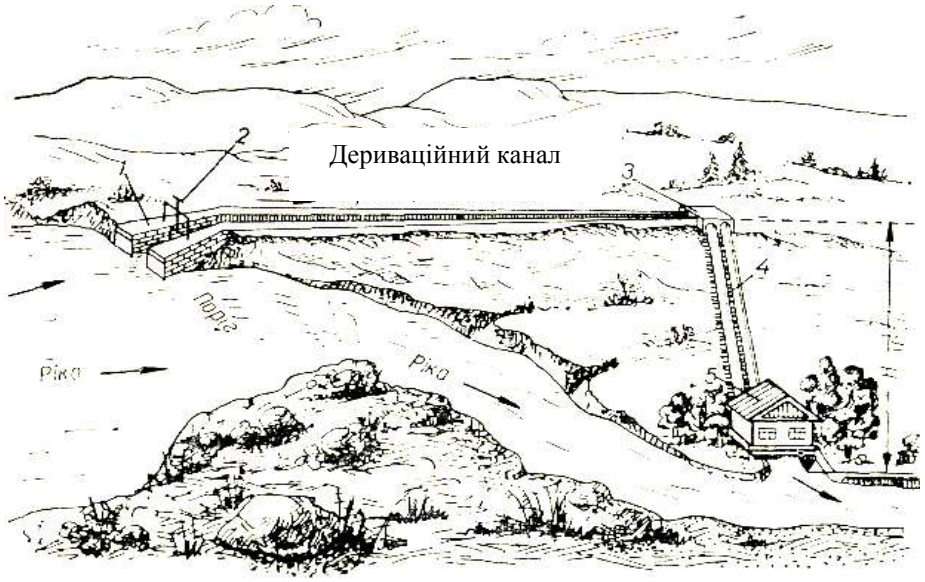
Водоскидні споруди розраховують на руслову витрату, тому що під час проходу паводка (максимальні витрати) отвори греблі повністю відкривають, горизонти зрівнюються, напір зникає і гідроелектростанція зупиняється.

Таким чином, регулювання стоку неможливе і це призводить до переривання в енергозабезпеченні споживача (основний недолік).

4.1.2 Деривaційні схеми гідроелектростанцій.

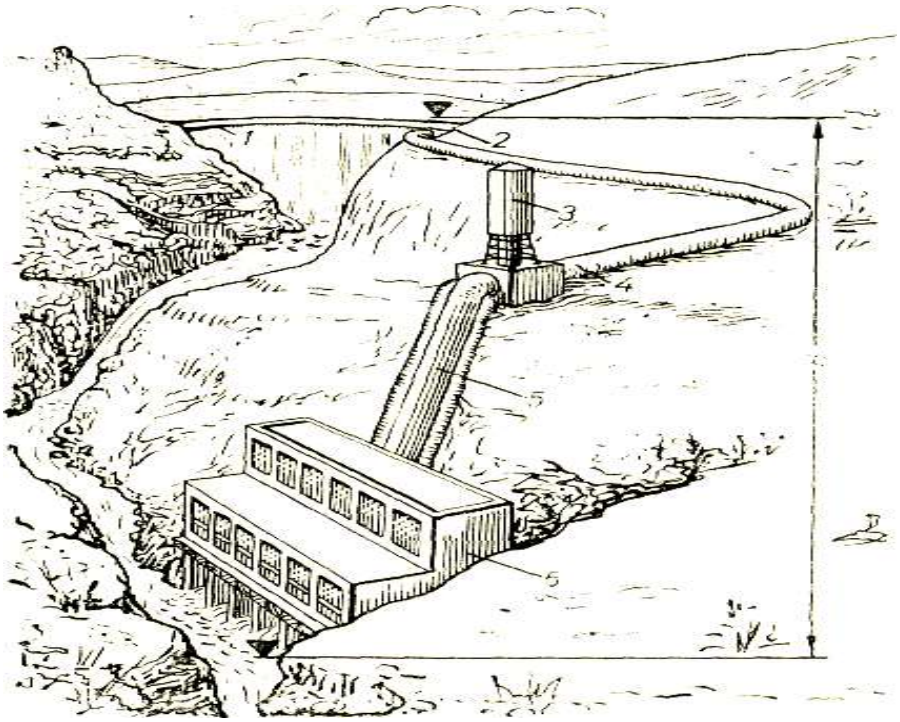
Характерною особливістю деривaційних станцій є те, що напір у них створюється не греблею, а конструкційно-технологічним обладнанням, що здійснює підведення води до станційного вузла та відведення води від нього водоводами. Деривaційні гідроелектростанції є високо напірними – до 200 м (рис.4.4, 4.5).

Водяний потік підводиться до станції за допомогою каналів, лотків, штолень, тунелів або трубопроводів. Вибір типу підведення залежить від геодезичних та геологічних умов. Величина мінімального уклону та втрат напору в деривaційних водоводах досягається за рахунок гладкості внутрішньої поверхні їх стінок, правильної форми поперечного перерізу та прямолінійності ділянок деривації. Слід завважити, що чим більший уклон, тим вигідніша деривaційна схема.



1 – водоприймач; 2 – затвор; 3 – напірний басейн; 4 – трубопровід; 5 – будівля ГЕС.

Рис. 4.4 Схема ГЕС з безнапірною деривацією.



1 – гребля; 2 – гребінь греблі; 3 – зрівняльний резервуар; 4 – дериваційний напірний водовід; 5 – турбінний трубопровід; 6 – будівля ГЕС.

Рис.4.5 Схема ГЕС з напірною дериваційною.

Дериваційна схема дериваційної станції складається із споруд:

– головного вузла, до якого входять:

а) невисока гребля (забезпечує нормальне надходження необхідної витрати води у водоприймач, проходження паводкових вод і змивання наносів у зоні забору води у водоприймач);

б) водоприймач (розширена частина дериваційного каналу, що прилягає до греблі, і подає воду з верхнього б'єфу безпосередньо в канал. Поріг

водоприймача облаштовується захисною решіткою від сміття та льоду і відсічним затвором, що припиняє надходження води в канал);

в) відстійник (декілька камер з вхідними та вихідними затворами та промивними отворами, і призначений для осадження та подальшого видалення небезпечних для турбіни фракційних наносів);

– дериваційні – забезпечують підведення води від головного вузла до станційного комплексу, а також відведення спрацьованої води до русла ріки. До складу дериваційні входять також допоміжні споруди – акведуки, мости, труби

під каналом для пропуску вод під час злив, комунікації, що перетинають транспортні лінії;

– станційного вузла, до якого входять:

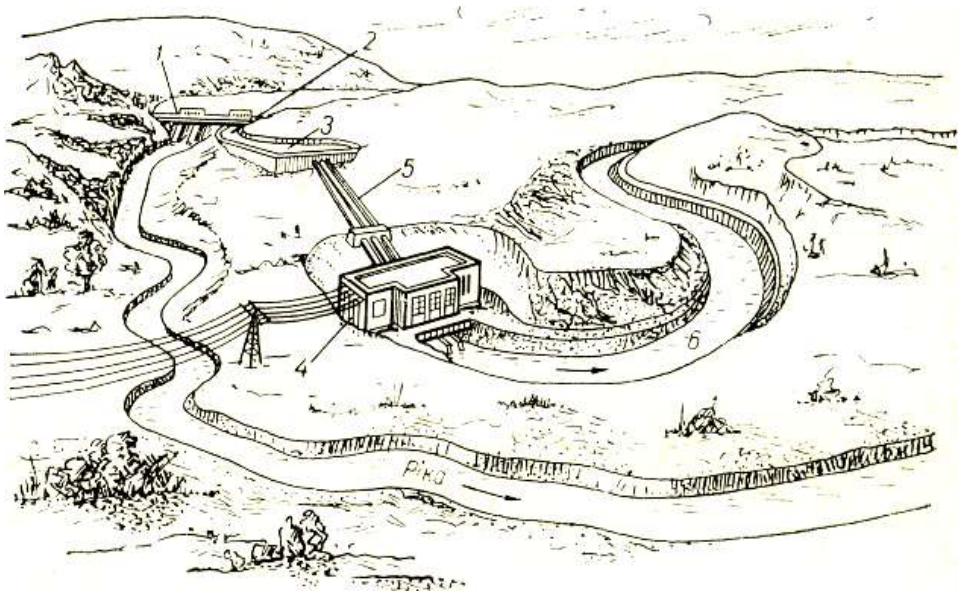
а) водонапірний басейн (при відкритій деривації) або зрівняльний резервуар (при закритій деривації) для розподілу потоків, що подаються до турбін;

б) турбінні напірні трубопроводи;

в) будівля гідроелектростанції з водовідвідним каналом.

4.1.3 Гребельно-деривaційні (змішані) схеми гідроелектростанцій.

Змішана схема (рис.4.6) побудови станції застосовується в місцевостях з уклонами, що коливаються в межах 0,005...0,01. Напір створюється одночасним використанням греблі та деривaційних споруд. Гідроелектростанції, що побудовані за даною схемою, несуть в собі переваги і недоліки попередніх схем. При відсутності затоплювання земель, меншими питомими витратами на одиницю встановленої потужності, у них ускладнена система регулювання стоку, важкі умови експлуатації в зимовий період (шуга, лід).



1 – гребля; 2 – деривaційний канал; 3 – напірний басейн; 4 – будівля ГЕС; 5 – напірний трубопровід; 6 – водовідвідний деривaційний канал.

Рис. 4.6 Змішана (гребельно-деривaційна) схема ГЕС.

4.1.4 Основні стадії проектування малих гідроелектростанцій.

Процес проектування гідроелектростанцій складається з двох етапів:

1. Складання загальної схеми енергетичного використання ріки або групи річок (водноенергетична схема).
2. Складання проекту гідростанцій у вибраному створі ріки.

На першому етапі проводять наступні розслідування:

– топографічні – виконують для планово-висотного обґрунтування проекту (дає можливість заздалегідь визначити доцільність будівництва);
– гідрологічні – вивчення режиму ріки та витрати води у створі гідроелектростанції;
– інженерно-геологічні та гідрогеологічні – для визначення показників міцності та надійності споруд гідроелектростанції.

Проектування станції проводиться за трьома послідовними стадіями:

– проектне завдання –в ньому подається схема використання водопотоку на вибраній ділянці, характеристика споживачів, що під'єднуються до станції (графіки навантаження, типи базових споруд та їх основні розміри, техніко-економічні матеріали (укрупнені кошториси, висновки про економічну доцільність будівництва станції);
– технічний проект – основний документ для будівництва, в якому остаточно встановлюються всі техніко-економічні показники, типи та конструкції споруд, вартість та строки будівництва;
– робочі креслення.

4.2 Гідрологічні та гідроенергетичні розрахунки при конструюванні малих гідроелектростанцій.

Мета гідрологічних розрахунків полягає у визначенні річного розподілу середніх (багаторічних) витрат ріки, що є вихідними даними гідроенергетичного розрахунку складових об'єктів станції.

4.2.1 Основні показники гідрологічних розрахунків.

Норма стоку – відношення середнього багаторічного значення витрат ріки (за 40…50 років) до площі водозбирання. Цей показник характеризує середню величину стоку з басейну.

Модуль стоку – виражає норму стоку в питомих одиницях, тобто відношення кількості води (в л/с), що стікає з одного квадратного кілометра водозбору:

$$M_0 = \frac{1000Q_0}{F},\ \text{л/с з } 1\text{км}^2\ ,$$

де Q_0 – середні багаторічні витрати, м^3/с;

F – площа водозабору в км^2.

Об'єм стоку:

$$W = Q_0T,$$

де T – число секунд в періоді, за який вимірюється стік (для року – $31{,}54 \cdot 10^6$ с).

Річна висота води (шару стоку):

$$h_0 = \frac{W_0 \cdot 10^3}{F \cdot 10^{12}} = M_0T.$$

Модульний коефіцієнт – відношення величини стоку за певний період до середнього багаторічному значенню стоку (за той же період);

$$k_i = M_i / M_0 = \ Wi / W_0.$$

Він може бути річним, сезонним, місячним, максимальним і мінімальним.

Коефіцієнт стоку – відношення висоти шару стоку (h) до кількості опадів (χ), що випали в басейні стоку:

$$\eta = h / \chi$$

4.2.2 Методи оцінки норми стоку.

В практиці використовують наступні (наближені) методи оцінки норм стоку:

- за ізолініями – на географічних картах регіонів вказані лінії, що побудовані за багаторічний термін спостережень;
- за емпіричними залежностями – вони базуються на зв'язку стоку з опадами та випаровуванням (або на зв'язку між опадами та коефіцієнтом стоку):

$$Y_0 = x_0 - z_0,$$

де Y_0 – норма стоку, мм;

x_0 – норма опадів (або середньорічна кількість опадів), мм;

z_0 – норма випаровування (або середньорічна кількість води, що випаровується з басейну), мм.

Норма опадів для рівнинних басейнів береться з довідника про водні ресурси, а норма випаровування – за картами, що наведені в спецлітературі з питань проектування гідроелектростанцій.

В той же час, розподіл багаторічних спостережень не дає достатньої достовірності про найбільші та найменші значення річного стоку. Для цього використовують аналіз кривих залежності модульного коефіцієнту від забезпеченості (тривалості) витрат ріки. Підрахунок відсотку забезпеченості річного стоку за кожний рік спостережень проводиться за виразом:

$$P = \frac{m - 0.5}{n} \cdot 100, \%$$

де P – відсоток забезпеченості річного стоку за кожний рік спостережень;

m – порядковий номер члена ряду при розташуванні їх в бік зменшення;

n – число всіх членів ряду.

В практичних розрахунках користуються не самою кривою, а таблицею, що складена за нею (таблиця 4.1). Для визначення ординат кривої забезпечення потрібно знати три числові параметри:

– норму стоку (Y_0);

– коефіцієнт варіації (c_v) – відношення середньоквадратичного відхилення до середньоарифметичного значення ряду Y:

$$c_v = \sqrt{\frac{\sum (k-1)^2}{n-1}},$$

де $k = Y_i / Y_0$ – модульний коефіцієнт;

c_s – коефіцієнт асиметрії – характеризує амплітуду коливань значень стоку в ряді спостережень:

$$c_s = \frac{\sum (k-1)^3}{(n-1)c_v^3}.$$

Даний коефіцієнт має стійке значення вже при аналізі спостережень за 10…20 років. При короткотермінових спостереженнях його значення приймається як $c_s = 2c_v$.

Для переходу від табличних значень до інших, користуються співвідношенням:

$$k = \Phi\, c_v + 1,$$

де Φ – відхилення ординат кривої забезпеченості за табл.4.1;

c_v – обчислений коефіцієнт варіації для даного ряду.

Таким чином, побудова кривої забезпеченості проводиться в наступному порядку:

1. Визначається величина річних витрат з площі водозбору Q_0.

2. Обчислюється модульний коефіцієнт за всі роки спостережень k.

3. Розташовують модульні коефіцієнти у зростаючому (або спадаючому) порядку і обчислюють: $(k - 1)(k - 1)^2$ та $(k - 1)^3$ до третього десяткового значення (перевірка: $\sum(k-1=0)$).

4. Визначають коефіцієнт варіації.

5. За табл.4.1 визначають коефіцієнт асиметрії для різних значень забезпеченості.

6. Приводять отримані дані за табл. 4.1 до реальних значень величини модульних коефіцієнтів для років різної забезпеченості.

У випадку відсутності даних спостережень за стоком або їх нетривалістю (менше 10 років), значення коефіцієнта варіації визначають за наближеним виразом:

$$c_v = 0.723 - 0.213\lg M_0 - 0.063\lg(F+1),$$

де M_0 – норма стоку;

F – площа водозбирання.

Значення c_s приймається з відношення $c_s = 2c_v$..

Внутрішньорічний розподіл стоку залежить від кліматичних умов і наведений в табл. 4.2 для макрорегіонів країни. Він служить при розрахунках, коли відсутня інформація для конкретного об’єкта. В табл. 4.3 наводиться наближена величина питомих максимальних витрат весняних паводків. Для отримання розрахункової величини, необхідно табличні дані помножити на площу водозбору. Максимальні літньо-осінні дощові паводки значно нижчі весняних.

Таблиця 4.1 – Відхилення ординат кривих забезпеченості від середини (від 0,1) в залежності від значень коефіцієнта асиметрії C_s при коефіцієнті варіації C_v= 1

Коефіцієнт асиметрії	Імовірність повторення або забезпеченості (в%)																		
	0,1	1	3	5	10	20	25	30	40	50	60	70	75	80	90	95	97	99	99,9
0,0	3,09	2,33	1,88	1,64	1,28	0,84	0,67	0,52	0,25	0,0	-0,25	-0,52	-0,67	-0,84	-1,28	-1,64	-1,88	-2,33	-3,09
0,1	3,23	2,4	1,92	1,67	1,29	0,84	0,66	0,51	0,24	-0,02	-0,27	-0,53	-0,68	-0,85	-1,27	-1,61	-1,84	-2,25	-2,95
0,2	3,38	2,47	1,96	1,7	1,3	0,83	0,65	0,5	0,22	-0,03	-0,28	-0,55	-0,69	-0,85	-1,26	-1,58	-1,79	-2,18	-2,81
0,3	3,52	2,54	2,0	1,72	1,31	0,82	0,64	0,48	0,2	-0,05	-0,3	-0,56	-0,7	-0,85	-1,24	-1,55	-1,75	-2,1	-2,67
0,4	3,66	2,61	2,04	1,75	1,32	0,82	0,63	0,47	0,19	-0,07	-0,31	-0,57	-0,71	-0,85	-1,23	-1,52	-1,7	-2,03	-2,54
0,5	3,81	2,68	2,08	1,77	1,33	0,81	0,62	0,46	0,17	-0,08	-0,33	-0,58	-0,71	-0,85	-1,22	-1,49	-1,66	-1,96	-2,4
0,6	3,96	2,75	2,12	1,8	1,33	0,8	0,61	0,44	0,16	-0,1	-0,34	-0,59	-0,72	-0,85	-1,2	-1,45	-1,61	-1,88	-2,27
0,7	4,1	2,82	2,15	1,82	1,33	0,79	0,59	0,43	0,14	-0,12	-0,36	-0,6	-0,72	-0,85	-1,18	-1,42	-1,57	-1,81	-2,14
0,8	4,24	2,89	2,18	1,84	1,34	0,78	0,58	0,41	0,12	-0,13	-0,37	-0,6	-0,73	-0,86	-1,17	-1,38	-1,52	-1,74	-2,02
0,9	4,38	2,96	2,22	1,86	1,34	0,77	0,57	0,4	0,11	-0,15	-0,38	-0,61	-0,73	-0,85	-1,15	-1,35	-1,47	-1,66	-1,9
1,0	4,53	3,02	2,25	1,88	1,34	0,76	0,55	0,38	0,09	-0,16	-0,39	-0,62	-0,73	-0,85	-1,13	-1,32	-1,42	-1,59	-1,79
1,1	4,67	3,09	2,28	1,89	1,34	0,74	0,54	0,36	0,07	-0,18	-0,41	-0,62	-0,74	-0,85	-1,1	-1,28	-1,38	-1,52	-1,68
1,2	4,81	3,15	2,31	1,91	1,34	0,73	0,52	0,35	0,05	-0,19	-0,42	-0,63	-0,74	-0,84	-1,08	-1,24	-1,33	-1,45	-1,58
1,3	4,95	3,21	2,34	1,92	1,34	0,72	0,51	0,33	0,04	-0,21	-0,43	-0,63	-0,74	-0,84	-1,06	-1,2	-1,28	-1,38	-1,48
1,4	5,09	3,27	2,37	1,94	1,34	0,71	0,49	0,31	0,02	-0,22	-0,44	-0,64	-0,73	-0,83	-0,04	-1,17	-1,23	-1,32	-1,39
1,5	5,23	3,33	2,39	1,95	1,33	0,69	0,47	0,3	0,0	-0,24	-0,45	-0,64	-0,73	-0,82	-1,02	-1,13	-1,19	-1,26	-1,31
1,6	5,37	3,39	2,42	1,96	1,33	0,68	0,46	0,28	-0,02	-0,25	-0,46	-0,64	-0,73	-0,81	-0,99	-1,1	-1,14	-1,2	-1,24
1,7	5,5	3,44	2,44	1,97	1,32	0,66	0,44	0,26	-0,03	-0,27	-0,47	-0,64	-0,72	-0,81	-0,97	-1,06	-1,1	-1,14	-1,17
1,8	5,64	3,5	2,46	1,98	1,32	0,64	0,42	0,24	-0,05	-0,28	-0,48	-0,64	-0,72	-0,8	-0,94	-1,02	-1,06	-1,09	-1,11
1,9	5,77	3,55	2,49	1,99	1,31	0,63	0,4	0,22	-0,07	-0,29	-0,48	-0,64	-0,72	-0,79	-0,92	-0,98	-1,01	-1,04	-1,05
2,0	5,91	3,6	2,51	2,0	1,3	0,61	0,39	0,2	-0,08	-0,31	-0,49	-0,64	-0,71	-0,78	-0,9	-0,95	-0,97	--0,99	-1,0
2,2	6,2	3,7	2,48	2,01	1,28	0,58	0,37	0,17	-0,11	-033	-0,49	-0,63	-0,69	-0,75	-0,85	-0,9	-0,9	-0,9	-0,91
2,4	6,47	3,78	2,49	2,01	1,25	0,54	0,33	0,13	-0,14	-0,35	-0,5	-0,62	-0,66	-0,71	-0,79	-0,82	-0,82	-0,83	-0,83
2,6	6,73	3,87	2,5	2,01	1,23	0,51	0,31	0,1	-0,17	-0,37	-0,5	-0,6	-0,64	-0,98	-0,74	-0,76	-0,76	-0,77	-0,77
2,8	6,99	3,95	2,51	2,02	1,2	0,47	0,26	0,06	-0,2	-0,38	-0,5	-0,59	-0,62	-0,65	-0,7	-0,71	-0,71	-0,71	-0,71
3,0	7,25	4,02	2,52	2,02	1,18	0,42	0,25	0,03	-0,23	-0,4	-0,5	-0,57	-0,6	-0,62	-0,65	-0,66	-0,66	-0,67	--0,67

4.2.3 Визначення об’єму водосховища.

Для визначення об’єму водосховища спочатку будують сімейство кривих площі дзеркала водосховища для кожної його горизонталі, починаючи з внутрішньої. Результати замірів і розрахунків наносять на карту в горизонтальних і вертикальних площинах.

Об’єм води між двома сусідніми горизонталями буде становити:

$$W_c = \frac{F_1 + F_2 + \sqrt{F_1 F_2}}{3} h \text{ , м}^3$$

де F_1 та F_2 – площі дзеркал сусідніх горизонталей;

h – вертикальна відстань між горизонталями.

Загальний об’єм буде складати:

$$W = \sum_{i=1}^{n} W_i,$$

де W_i – об’єм між двома сусідніми горизонталями.

Частина загального об’єму не використовується для виробітку енергії і служить як для забезпечення водопостачання споживача, так і для нормального функціонування водосховища (відкладення наносів, утворення льоду та ін.). Даний шар води носить назву мертвого об’єму на противагу корисному (або робочому), що відпрацьовується гідроелектростанцією.

Таблиця 4.2 – Внутрішньо річний розподіл стоку річок України (в долях норми стоку)

№ районів	Географічний район	Місяці та декади																		
		I	II	III			IV			V			VI			VII	VIII	IX	X	XI	XII
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3						
1	Басейни рік середнього Дніпра	0,3	0,3	0,5	2,2	8,0	2,8	1,9	1,3	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,8	1,0	0,5
2	Басейни рік Сів. Донця	0,3	0,3	0,3	1,0	2,0	10	4,0	1,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,7	0,4
3	Басейни рік нижнього Дніпра та Пів. Буга	0,35	0,5	0,7	4,0	12	4,0	1,1	1,0	0,8	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,5	0,3	0,25	0,3	0,4	0,4

Таблиця 4.3 – Розрахункові витрати весняних паводків 5% забезпеченості

Район басейну	Площа водозбору (км^2)																			
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	200	300	400	500	1000	2000	3000	4000	5000	10000
Басейни рік середнього Дніпра та Сів. Донця	8	12	16	20	25	29	33	37	41	45	75	100	125	150	250	415	566	680	800	1400
Басейни рік нижнього Дніпра	5	7	9	12	15	18	21	24	27	30	45	60	75	90	150	250	340	425	500	850

4.2.4 Гідроенергетичні розрахунки.

Вихідними даними для гідроенергетичних розрахунків є відомості про витрати ріки, потреби води на зрошення, водопостачання, графіки навантаження споживачів, характеристика водосховища та турбінного обладнання.

Потужність гідроелектростанції (на клемах електрогенератора) становить:

$$N = Q_0 \, H \, k_p \, \eta_m \, \eta_u \, \eta_g,$$

де N – потужність гідростанції, кВт;

Q_0 – середні багаторічні витрати води через турбіну (норма стоку), м^3/с;

H – розрахунковий напір гідротурбіни, м;

$$H_{роз} = \frac{\sum_{i=1}^{n} Q_i t_i H_i}{\sum_{i=1}^{n} Q_i t_i},$$

де Q_i – значення i–тих витрат;

t_i – час дії i–тих витрат;

H_i – напір при i–тих значеннях витрат в i–тий час.

k_p – розрахунковий модульний коефіцієнт:

$$k_p = Q_p / Q_0$$

де Q_p – розрахункові витрати, м/с;

Для Лісостепу k_p =0,35…0,65; Степу – 0,2…0,4.

η_m – ККД турбіни;

η_u – ККД генератора;

η_g – ККД трансмісії.

Кількість агрегатів станції вибирається за умови, що окремі ділянки графіка навантажень забезпечуються роботою одного або декількома турбінами, що працюють з не менш ніж половинним відкриттям і визначається за виразом:

$$n = \frac{Q_p c}{Q_{\min}},$$

де Q_p – розрахункові витрати, що відповідають півріччному забезпеченню, м^3/с;

Q_{min} – середні зимові витрати маловодного року 90% забезпеченості або середній мінімум. Для Лісостепу він складає 0,2 , Степу – 0,1 від норми стоку;

c – коефіцієнт, що залежить від швидкохідності (n_s) турбіни і знаходиться за її характеристиками. При їх відсутності користуються наближеними даними:

n_s	100	300	350	375	524
c	0,3	0,43	0,5	0,55	0,77

Визначення потужності станції не повинне базуватися на вимозі максимального використання потоку, тому що це може призвести до відносно не тривалого часу його використання. Крім того, слід враховувати, що параметри потоку повинні забезпечити необхідні (номінальні) оберти турбіни при роботі на певне навантаження. Не виконання цієї умови вимагає або зменшувати приєднання навантаження (що призводить до недовиконання виробничого завдання або порушення технологічних вимог), або регулювати її швидкохідність.

4.3 Турбіни малих гідроелектостанцій.

Всі турбіни, що використовуються на малих гідроелектростанціях, за характером віддачі енергії поділяються на:

- активні – робота здійснюється за рахунок відхилення вільного струменя на лопатках турбіни, при однаковому тиску на всіх її елементах. За числом робочих коліс вони поділяються на одно- та двоколісні, а за числом сопел на кожному колесі на одно- та багатосоплові.
- реактивні (напірні) – робота здійснюється під надлишком тиску, що утворюється силою реакції води. Тиск води при вході на робоче колесо більших, ніж на виході.

4.3.1 Активні турбіни.

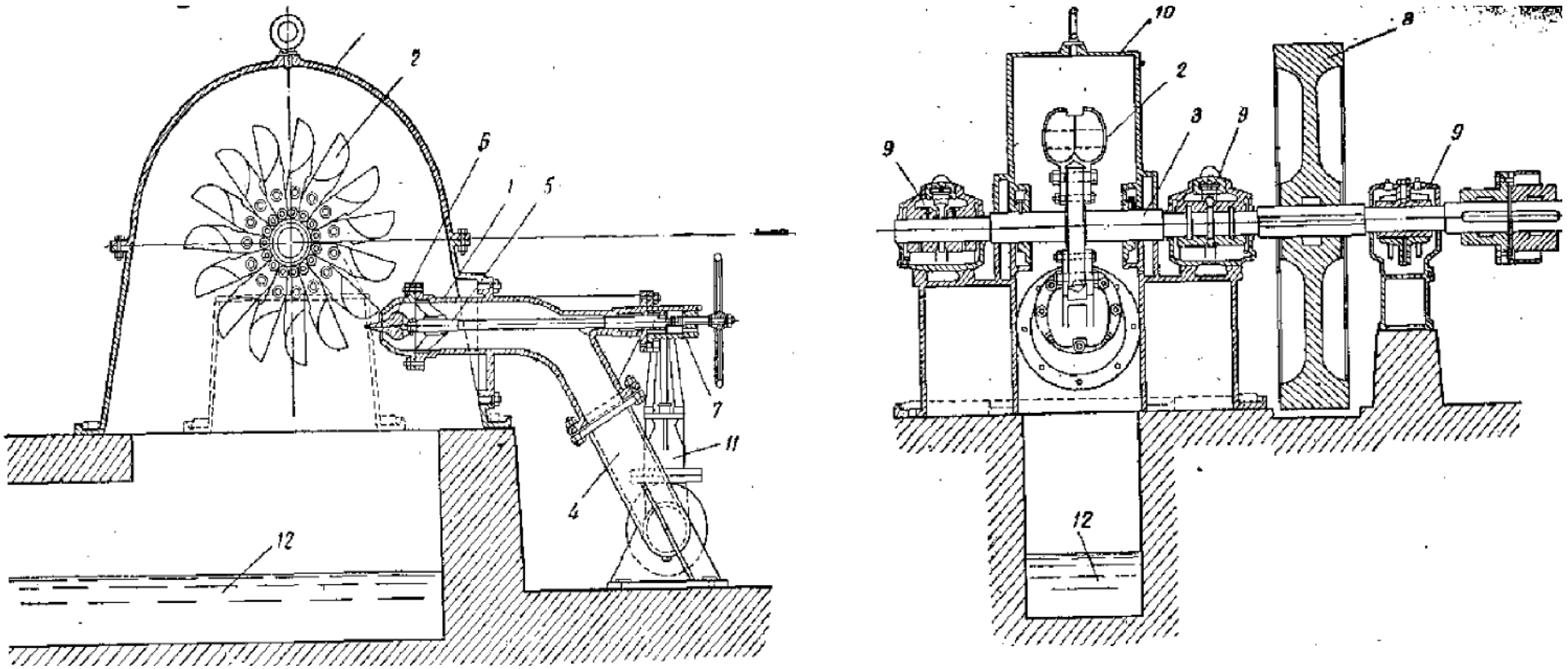
На практиці застосовують два основних типа:

- ковшові (турбіни Пельтона);
- двократні (турбіни Банкі).

Ковшова турбіна (рис. 4.7) складається з направляючого апарату, що регулює надходження води в турбіну, робочого колеса, до валу якого приєднаний електрогенератор.

Направляючий апарат являє собою трубопровід з конічною насадкою, в середині якого розташована голка для регулювання сили струменя або припинення його дії.

Робоче колесо складається з металевого диска, до якого, за колом, розташовані ківшоподібні лопатки, характерною їх особливістю є те, що вони розподілені перетинкою (ножем) на дві рівні частини і мають конфігурацію для плавного руху струменю за поверхнею. Крім того, щоб струмінь не розпорошувався об стінку лопатки, вона має на вільному кінці виріз.



1 – направляючий апарат; 2 – робоче колесо; 3 – вал; 4 – патрубок напірного трубопроводу; 5 – регулююча голка; 6 – конус; 7 – механізм керування; 8 – махове колесо; 9 – опорні підшипники; 10 – кожух; 11 – засувка трубопроводу; 12 – водовідвідний лоток.

Рис.4.7 Ковшова турбіна

Тип робочого колеса турбіни характеризується коефіцієнтом швидкохідності (або коефіцієнтом питомої кількості обертів) – n_s. Він дорівнює числу обертів турбіни, що подібна вибраній, яка працює в такому ж режимі, з таким же ККД, але з такими розмірами, що розвиває при напорі 1м потужність 0,74 кВт (1к.с.):

$$n_s = \frac{1.17n\sqrt{N}}{H\sqrt[4]{H}},$$

де n – число обертів вибраної турбіни в хвилину;

N – потужність турбіни, кВт;

H – напір, м.

Коефіцієнт односоплових ковшових турбін знаходиться в межах 4…24 і може бути розрахований при ККД 0,85 як:

$$n_s = 240\frac{\delta}{D},$$

де δ – товщина струменю;

D –діаметр колеса (за центрами лопаток).

При цьому $1/60 \le \delta / D \le 1/10$ з найкращою областю ККД в межах 1/16…1/25.

Кількість обертів турбіни залежить від швидкості надходження води:

$$v = \varphi\sqrt{2gH}\ ,\ \text{м/с}$$

де φ – коефіцієнт швидкості, що знаходиться в межах 0,97…0,98.

Колова швидкість приймається як:

$$u = (0.45...0.46)\sqrt{2gH}\ ,\ \text{м/с}$$

Приймаючи потрібну кількість обертів – n і обмежуючись n_s = 10…15, визначається необхідний діаметр робочого колеса:

$$D = \frac{60u}{\pi n}$$

Після приведення отриманого значення D до стандартних розмірів визначають дійсне значення кількості обертів:

$$n = \frac{38\sqrt{H}}{D},$$

Товщина струменя визначається за :

$$\delta = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}},$$

де Q – витрати води через сопло.

Отримані результати розрахунків вважаються задовільними, якщо відношення δ / D не виходить за межі значень, що рекомендовані вище.

В практиці використовують турбіни з наступними співвідношеннями:

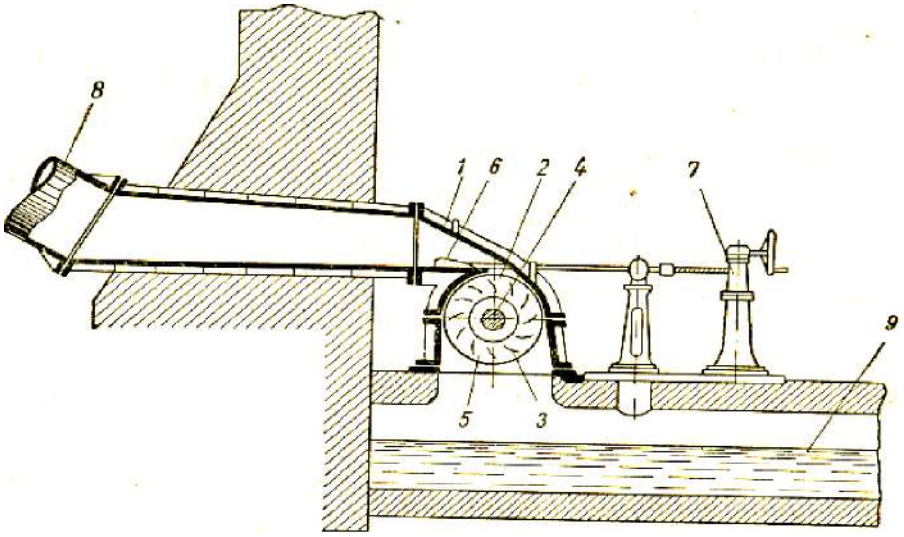
Діаметр струменю, *δ,мм*	Діаметр робочого колеса, *D, м*	Коефіцієнт швидкохідності при $\eta=0,8$
25	0,5	11,5
36	0,5	16,5
50	0,5	23
65	0,82	18,3
82	0,82	23
100	1,0	23

Двократна турбіна (рис.4.8) складається з направляючого апарата та робочого колеса. Вода, що проходить через колесо, двічі попадає на лопаті.

Робоче колесо являє собою циліндр з торцевими вертикальними дисками, в які, за колом, встановлені горизонтальні лопатки з поверхнею певної кривизни.

Направляючий апарат виконаний у вигляді трубопроводу з шиберною заслінкою.

Недоліком двократних турбін є вплив на їх роботу коливання нижнього б'єфу. При застосуванні відсмоктувальних труб вплив вищевказаних факторів зменшується до мінімуму.



1– направляючий апарат; 2- робоче колесо; 3- робочі лопатки; 4- вал турбіни; 5- торцеві диски; 6- заслінка; 7- механізм ручного керування; 8- напірний трубопровід; 9- відвідний лоток.

Рис.4.8 Двократна турбіна.

4.3.2 Реактивні турбіни.

Реактивні турбіни виконують за різними конструкціями (рис.4.9) і поділяють:

- за положенням валу на вертикальні та горизонтальні;
- за підводом води на: відкриті (турбіна розташовується у відкритій камері; вода підводиться відкритим каналом), закриті (розташовується в металевому кожусі; вода підводиться закритим трубопроводом),

комбіновані (турбіна розташовується в закритій бетонній камері; вода підводиться відкритим каналом);

– за числом коліс: одно– та двоколісні на одному валі.

В конструкцію реактивних турбін входять три основні частини:

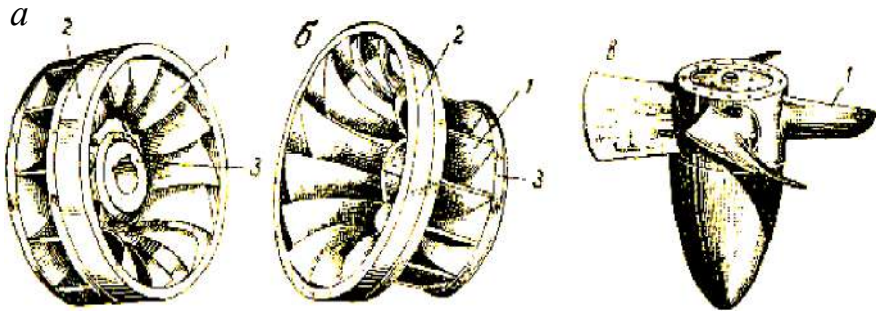
– направляючий апарат;

– робоче колесо;

– відсмоктувальна труба.

Направляючий апарат, призначений для регулювання подачі води в робоче колесо турбіни і складається з двох кілець, між якими розташовані поворотні лопатки.

Робочі колеса реактивних турбін розрізнюють за формою (рис.4.10). Водяний потік, просуваючись вздовж лопаті, діє на неї силою реакції струменя і обертає вал, до якого вони кріпляться.



а- колесо тихохідної радіально-осьової турбіни; б-колесо швидкохідної радіально-осьової турбіни; в- колесо пропелерної турбіни.
1- лопать; 2- зовнішній обід; 3- внутрішній обід (втулка).

Рис. 4.10 Типи коліс реактивних турбін

У радіально-осьових турбін вхідний діаметр колеса перевищує вихідний, але при коефіцієнті швидкохідності біля 200 вони зрівнюються, а при подальшому зростанні – вхідний діаметр стає меншим вихідного.

У пропелерних турбін n_s = 500...1000. Вони розвивають високий ККД тільки при повному навантаженню і при зменшенні навантаження ККД різко падає.

Реактивні турбіни розташовують у:

– відкритих каналах (рис.4.11) – форма прямокутна; вода підводиться відкритим лотком; розміри залежать від розмірів вибраної турбіни і будуть складати – ширина *(3,5...4)D* (*3,5* відноситься для коліс з діаметром *0,5 м*; *4* – при *D = 1м*), довжина приймається на 10...15% більшою ширини, глибина береться або за каталогом, або приймається h_{min} *=(1,6…2) D* (для горизонтальних – *(3...3,5)D);*

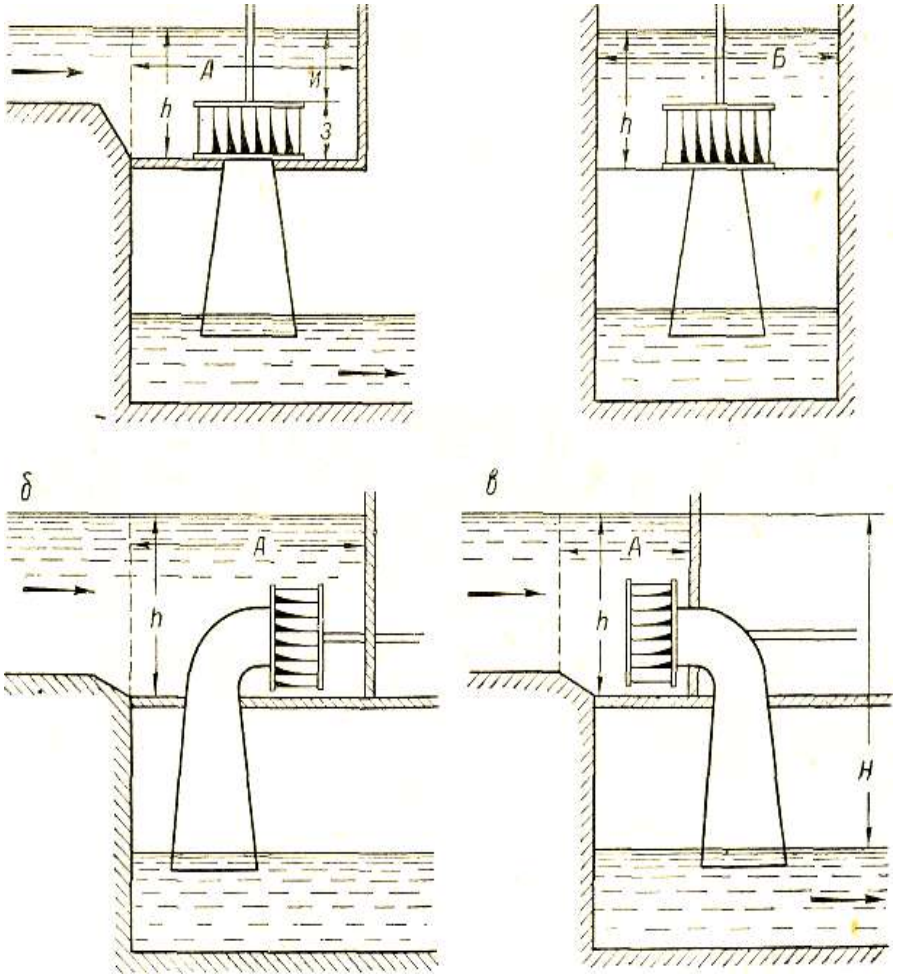
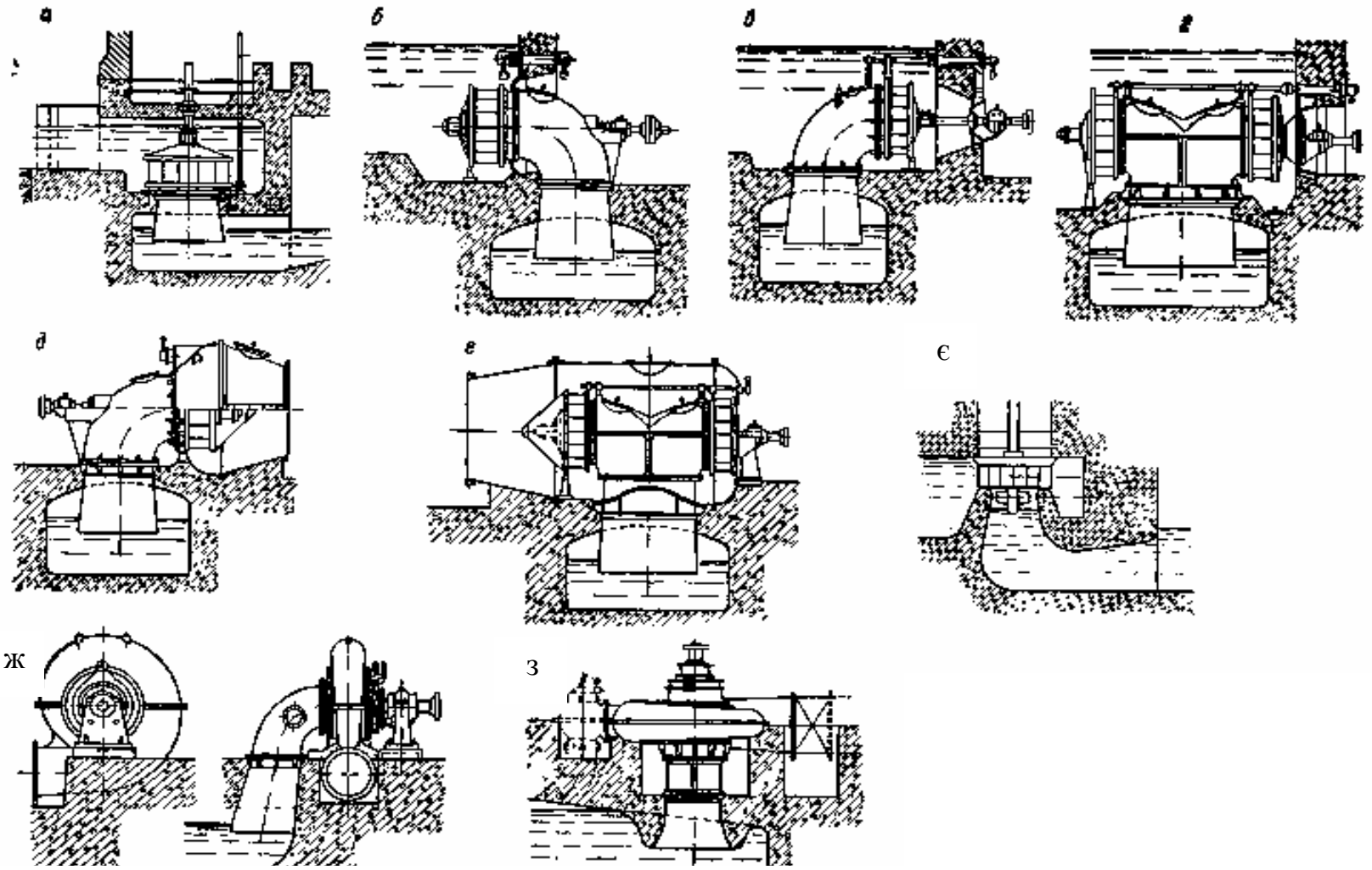


Рис. 4.11 Відкриті прямокутні турбінні камери

– закритих камерах (рис.4.12) – застосовують при напорах більше 5м. Вони мають форму равлика або спіралей таврового перетину. Форма камери та її розміри визначаються заводом-виготівником турбін.



а – вертикальна турбіна у відкритій камері; б – горизонтальна турбіна з сухим коліном у відкритій камері; в – горизонтальна турбіна з мокрим коліном у відкритій камері; г – двоколісна горизонтальна турбіна у відкритій камері; д – горизонтальна турбіна в кожуху; е – двоколісна горизонтальна турбіна в кожуху; є – вертикальна турбіна в закритій бетонній камері; ж – горизонтальна турбіна в металевій спіральній камері; з – вертикальна турбіна в металевій спіральній камері.

Рис. 4.9 Конструкційні схеми реактивних турбін.

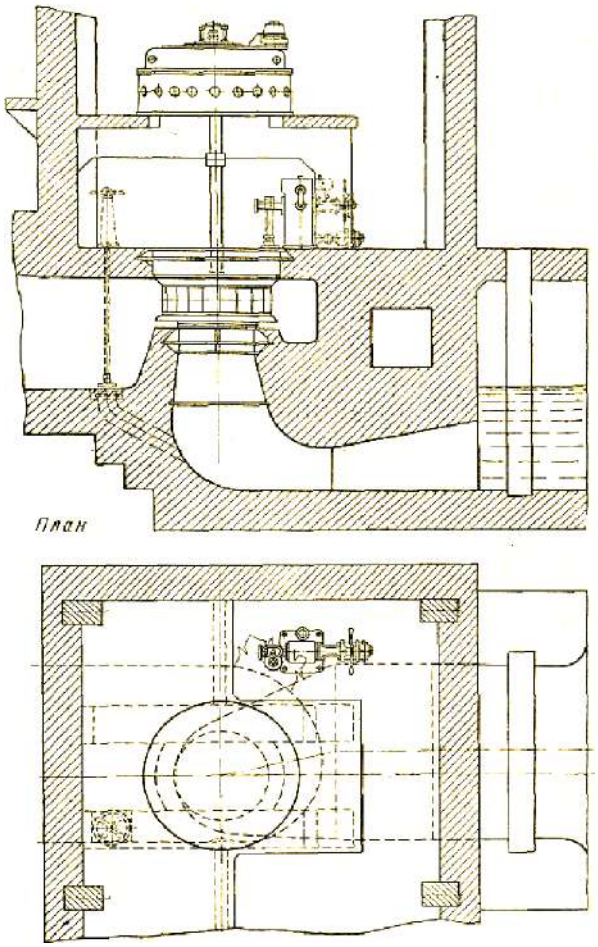


Рис. 4.12 Турбіна в закритій бетонній камері.

Всмоктувальні труби – призначені для підвищення ККД шляхом підтримки пониженого тиску за робочим колесом (рис.4.13). Так як її виконують з розширенням на виході, то швидкість потоку знижується, а це, згідно залежності

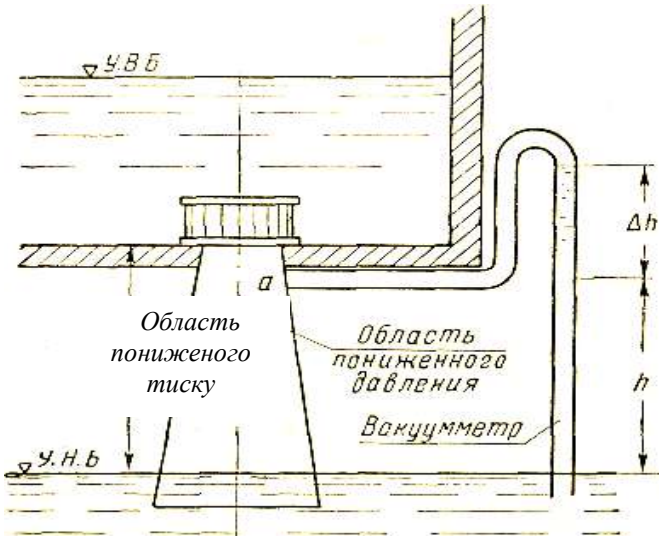
$$h_{вих} = \frac{v_{вих}^2}{2g},$$

зменшує втрати повного напору гідростанції.

На практиці висоту відсмоктування приймають 1...3 м (інколи 4 м).

За формою відсмоктуючі труби (рис.4.14) поділяють на:

- прямі вертикальні конічні;
- вертикальні конічні з верхнім коліном;



h – розрядження в точці *a* при заповненні труби без руху води;

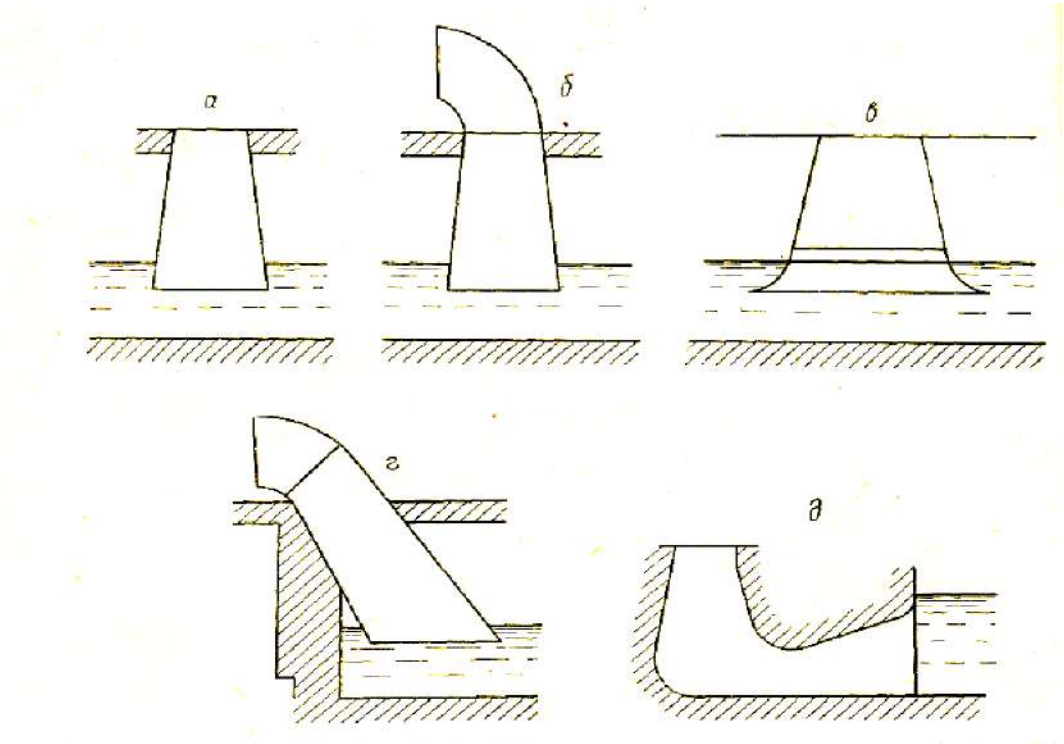
Δh – додаткове зниження тиску в горловині труби, що викликане рухом води із пониженою вихідною швидкістю.

Рис. 4.13 Схема установки та робота відсмоктувальної труби.

– раструбна вертикальна;

– похилена колінчаста з верхнім коліном;

– вигнута з нижнім поворотом.



а- *пряма конічна;* б- *колінчаста;* в- *раструбна;* г- *похила колінчаста;* д- *вигнута*.

Рис. 4.14 Форми всмоктувальних труб

Для попередження захвату повітря при роботі, трубу занурюють на 0,3...0,5м у воду, але відстань до дна відвідного каналу повинна складати 1...1,5 діаметра робочого колеса (для раструбних вона менше і складає *0,5D*).

Кут конусності виконується менше $14...16^0$. При збільшенні кута з'являються водяні вихрі, що збільшують гідравлічні втрати. Вихідну швидкість потоку обмежують до 1...2 м/с. Якщо таку умову не можна виконати, то застосовують вигнуті труби.

4.4 Електрообладнання малих гідроелектростанцій.

Система електрообладнання малих гідроелектростанцій умовно розбивається на силовий блок (генератор, підвищуючий трансформатор), блок автоматичного керування та захисту робочого обладнання, блок сигналізації.

Кількість агрегатів, як правило, складає 1...2. Генератор вибирається низьковольтним (0,4 кВ) з виведеними трьома фазами та нулем (для створення систем занулення та заземлення). Між генератором та споживачами шинами утворюється блок комутації та вимірювання (автоматичні вимикачі, запобіжники, трансформатори струму та контрольно-вимірювальна апаратура).

За видом розташування вала генератори поділяються на:

- вертикальні;
- горизонтальні.

Всі вертикальні генератори встановлюються в сухому приміщенні і зв'язані з гідротурбіною валом.

Горизонтальні агрегати мають наступні конструкційні виконання:

- прямоточні агрегати з генераторами, у яких ротор розташований на периферії лопатей осьового робочого колеса турбіни;
- капсульні агрегати, в яких генератор розташований в капсулі, що повністю обтіпається водою;
- агрегати, в яких генератор розташований в сухому приміщенні і з'єднаний з турбіною валом (найбільш розповсюджена система).

Горизонтальні генератори можуть агрегатуватись з вертикальними турбінами за допомогою відповідної трансмісії.

В залежності від потужності станції, горизонтальні генератори застосовуються до 0,5...1 МВт, а вертикальні, як правило, у всіх інших більших за потужністю.

За типом електромашини застосовують синхронні та асинхронні генератори.

При конструюванні системи електрообладнання станції, необхідно звернути увагу на особливості роботи гідрогенератора, що полягає в наступному. При різкому зниженні навантаження (або втрати його) регулятор потоку води повністю закриває трубопровід через 2...4 с. Цього часу достатньо, щоб машина досягла та перевищила критичну швидкість (інколи в 2...3 рази номінальну швидкість обертання). Тому гідрогенератори крім підсилених конструкційних елементів повинні мати підвищені махові маси, що зменшує вплив коливань навантаження. Маховий момент ротора гідроагрегата з відкритою камерою та автоматичним регулятором швидкості обертання визначається як:

$$GD^2 = 800\frac{N}{n^2},$$

де GD^2 – мінімальний маховий момент, тм^2;

N – потужність генератора, кВА;

n – частота обертання.

Звідси витікає, що для підвищення махового моменту ротора треба збільшувати його діаметр, тому що він змінює момент інерції в квадратичній залежності, а вага – в першому ступеню.

Згідно нормативним вимогам гідрогенератори протягом 2 хвилин повинні витримувати підвищення швидкості обертання на 80%, а перевантаження за струмом – 50%.

4.4.1 Вибір потужності генератора електростанції.

Потужність генераторів електростанції повинна відповідати максимальній потужності найбільш навантаженій ділянці добового графіка з врахуванням втрат на всіх елементах системи передачі електроенергії від джерела до споживача та власні втрати електростанції. Тобто:

$$S = \frac{P_{\max} + P_n + P_в}{\cos\varphi},$$

де P_{max} – потреби потужності за графіком навантаження;

P_n – втрати потужності при передачі електроенергії;

$P_в$ – втрати електроенергії на власні потреби;

$cos\varphi$ – коефіцієнт потужності генераторної установки при номінальній її роботі.

Значення коефіцієнта потужності на діючих станціях визначають за відповідними приладами або розрахунковим способом за експериментальними даними. Для станцій, що проектуються, його величину приймають як і на аналогічних діючих станціях, що мають подібне навантаження та схему електропостачання, або на базі наближених розрахунків.

При роботі гідроелектростанцій в автономному режимі, слід враховувати зниження напруги в мережі при пуску електродвигунів:

$$\Delta U_{\max} = \frac{1}{1 + \frac{P_{к.з.}}{P_{к.дв}}} 100\%,$$

де $P_{к.з.}$ – потужність короткого замикання генератора;

$P_{к.дв.}$ – потужність короткого замикання двигуна.

При цьому допустиме відношення потужності генератора та двигуна (без врахування повітряної лінії та автоматичного регулювання напруги) при

холостому ході генератора $P_г / P_{дв} = 5...25$, а при 50% навантаженні генератора $P_г / P_{дв} = 3...15$. При конструюванні енергетичного вузла станцій, треба враховувати, що максимально допустима втрата напруги повинна бути не більше 20% при роботі асинхронних двигунів в мережі. Якщо вони відсутні, то пуск обмежується умовами розгону – початковий момент робочої машини складає одну третину номінального моменту асинхронного двигуна, але допустима втрата напруги складає не більше 40%. При запуску двигуна вхолосту – втрати не повинні перевищувати 60% номінального значення напруги.

На стійкість роботи двигунів, що ввімкнуті, впливає не тільки втрата напруги при приєднанні нових двигунів, але й тривалість часу роботи на пониженій напрузі. Тоді мінімальна допустима втрата напруги складе:

$$U_{\min} \geq U_н \sqrt{\frac{k_p}{\alpha}},$$

де U_H – номінальна напруга;

k_p – ступінь завантаження двигуна за моментом;

α – перевантажувальна здатність двигуна за моментом.

Так для двигунів $P_H = 1...15$ *кВт* при $M_c = M_H - const.$ та $\Delta U = 20\%$ втрата напруги з умов стійкості не повинна тривати більше 0,5...1,5 с, а при $\Delta U = 50\%$ – не більше 0,05...0,2 с.

4.4.2 Синхронні генератори.

Застосовуються при автономному режимі роботи:

- на ізольованого споживача промислової частоти;
- на місцеву малопотужну систему (якщо потужність синхронного генератора перевищує потужність системи більше ніж на 15%);
- в системах більше 3МВт як найбільш економічно доцільні

При застосуванні серійних синхронних генераторів (типу ЕСС) при під'єднанні до гідротурбін слід враховувати, що вони мають малий момент інерції (призводить до зменшення динамічної стійкості), високу частоту обертання (викликає необхідність застосування додаткового обладнання).

Промисловість спеціально для малих гідроелектростанцій випускає:

- вертикальні синхронні генератори серії СВ потужністю від 3 до 9 МВт, номінальною частотою від 125 до 750 об/хв., ККД 95...98%;
- горизонтальні синхронні генератори серії СГ потужністю від 0,5 до 10 МВт, 6,3 та 10 кВ, частота обертання від 187,5 до 1500 об/хв..

4.4.3 Асинхронні генератори.

Асинхронні генератори, що працюють на загальну енергомережу спрощують електрообладнання станції, тому що не вимагають застосування регулятора точного регулювання обертів гідротурбіни, регулятора напруги генератора, пристроїв збудження, гасіння поля, синхронізації як для роботи синхронного генератора. Але слід врахувати, що для збудження, асинхронні генератори споживають реактивну потужність із мережі в тій же кількості, як і електродвигуни відповідної потужності та коефіцієнту потужності.

При роботі асинхронного генератора в автономних системах головною проблемою постає необхідність забезпечення збудження. Збудження здійснюється:

- за способом утворення реактивної потужності;
- за способом керування збудженням.

Перший спосіб реалізується за допомогою використання конденсаторів як пасивного реактивного джерела, що має ємкісну провідність та за допомогою статичного перетворювача (вентильне збудження), в якому реактивна потужність ємкісного характеру утворюється напівпровідниковим джерелом реактивної потужності.

За способом керування збудженням асинхронні генератори поділяються на:

– з безперервним керуванням за збуренням (або відхиленням);
– з релейним керуванням;
– з імпульсним керуванням за фазою та частотою.

Як правило, асинхронні генератори використовують на станціях, що працюють на чисто освітлювальне (активне) навантаження. При цьому допускається під'єднання до 25% силового навантаження з умовою, що потужність найбільшого двигуна в даній мережі складає не більше 10% потужності генератора. Асинхронні генератори не рекомендується застосовувати на станціях потужністю більше 20 кВА.

4.4.4 Автоматизація гідроелектростанцій.

Автоматичні пристрої гідроелектростанцій повинні забезпечити:

– дистанційний або автоматичний пуск агрегату;
– синхронізацію генератора та під'єднання його до мережі (при потребі);
– завантаження агрегатів (набирання та зміна потужності);
– підтримання встановленого рівня швидкості обертання та напруги;
– контроль роботи основних вузлів агрегату та подача попереджувальних сигналів про порушення роботи вузлів станції;
– дистанційна зупинка агрегатів;
– аварійна зупинка обладнання;
– гальмування агрегатів після від'єднання від мережі в зв'язку з їх зупинкою;
– попередження самовільного запуску агрегатів.

Вибір технічних засобів автоматики проводиться в наступному порядку:

1. Вибір контрольно-вимірювальних приладів.

Вибирають прилади, що випускаються серійно. При виборі враховують:

- параметри середовища, що керуються і в якому працює прилад (температура, тиск, вологість, запиленість, вібрація та ін.);
- рівень і характер величини, що контролюється;
- відстань між точками виміру та вторинними приладами;
- наявність механічної дії (удари, вібрація);
- наявність джерел живлення.

Контрольно-вимірювальні прилади забезпечують технологічні норми, в межах яких повинен знаходитись параметр, що керується, об'єкту. Користуються наступними метрологічними показниками:

- для контролю та регулювання виробничих процесів з високим ступенем точності – застосовують прилади класу точності 0,2 (похибка ±0,2%). для контролю та регулювання виробничих процесів з середнім ступенем точності – застосовують прилади класу точності 0,5 (похибка ±0,5%);
- для мнемосхем, пультів, пунктів контролю та сигналізації (не високої точності) – клас точності 1 (±1%);
- шкали приладів вибирають такі, щоб значення величини, що вимірюється, вкладалось в другу половину або в останню третину шкали.

При виборі враховується інерційність приладу (повинна бути меншою ніж інерційність об'єкту) - $T_{вим.прил} \leq (0,2...0,3)T_{об}$.

2. Вибір датчиків

До датчиків висувають наступні вимоги:

- лінійність і однозначність статичної характеристики (не лінійність не перевищує 0,1...0,3%);
- висока чутливість (крутизна);
- стабільність характеристик в часі;
- швидкодія;
- стійкість до хімічної дії навколишнього середовища та того, що контролюється;
- висока здатність до перевантажень;

- взаємозаміна однотипних пристроїв;
- мінімальна зворотна дія на параметр, що контролюється;
- простота монтажу та обслуговування.

Датчики вибираються в два етапи:

перший – за родом параметра, що контролюється, вибирають різновид датчика;

другий – за каталогом знаходять його типорозмір.

Датчики підбирають таким чином, щоб величина, що вимірюється, знаходилась в межах 1/3...2/3 діапазону його виміру.

3. Вибір виконавчих механізмів

Вибір соленоїдних приводів зводиться до розрахунку котушки електромагнітів за напругою та тяговим зусиллям.

Електродвигунні виконавчі механізми вибираються в залежності від значення моменту необхідного для повороту заслінок ($M_д \geq M_з$).

4. Проектування пристроїв електроджерел систем автоматики

При проектуванні схем і систем електроживлення розробляють такі питання:

- вибір і обслуговування схем електроживлення, роду струму, значення напруги та потужності джерела (в системах контрольно-вимірювальних приладів та автоматики доцільно застосовувати таку ж напругу як і для електроживлення об’єкту без додаткового перетворення);
- розрахунок і вибір апаратури керування та захисту кіл живлення;
- вибір і розрахунок систем освітлення щитів і пристроїв електроживлення;
- вибір систем живлення електроінструментів для виконання монтажних і ремонтно-експлуатаційних робіт;
- розрахунок перетинів і вибір марок проводів, що живлять розподільчі мережі;
- вибір способу прокладки електропроводок проводами та кабелями.

Схеми електроживлення поділяються на *живлячу* (лінія від джерела живлення до щита) та *розподільчу* (лінія від щита до електроспоживача) мережу.

В залежності від розташування щитів живлення контрольно-вимірювальної апаратури та автоматики мережі можуть бути:

- *радіальними* – застосовують в тих випадках, коли щити живлення розташовують в різних напрямках від джерела та відстань між щитами більша, ніж від джерела до щита;

- *магістральними* – використовуються для електроживлення групи щитів, якщо відстань між ними значно менша відстані до джерел живлення. Бувають з одно- та двостороннім живленням;

- *радіально-магістральні*.

Розподільчі мережі захищають тільки від струмів короткого замикання. При виборі автоматичних вимикачів додержуються таких вимог:

$U_{ав} \geq U_{мер}$; $I_{Н.роз} > I_{спож}$; $I_{Н\,авт} > I_{спож}$; $I_{макс.\,авт} \geq I_{3\text{-}ф.\,к.з.}$.

При виборі запобіжників:

$U_{зап} \geq U_{мереж}$; $I_{макс\,зап} \geq I_{3\text{-}ф.к.з.}$; $I_{зап} \geq I_{спож}$;

$I_{плав\,встав} = I_{пуск}/\alpha$, $\alpha=2,5$ – нечасті пуски (5...10с); $\alpha=1,6...2,0$ – важкі пуски (10...40с).

Перетин проводів мереж систем живлення вибирається з умов нагрівання електрострумом та за механічною міцністю з подальшою перевіркою за втратою напруги. Кабельні проводки прокладають відкрито, а також в стальних лотках, коробах і каналах. Застосовують проводи з алюмінієвими та мідними жилами.

5. Проектування щитів і пультів.

Щити систем автоматики поділяють:

- *за виконанням* – на відкриті (панельні) і захищені (шафні);

- *за призначенням* – на оперативні (ведеться контроль та керування технологічним процесом) та неоперативні (безпосередньо не використовуються оператором);
- *за місцем установки*:

  а) місцеві (біля автоматизованої установки);

  б) агрегатні (апаратура для одного агрегату);

  в) блочні (апаратура декілька агрегатів);

  г) центральні (апаратура всього технологічного процесу);

  д) допоміжні (щити з лічильниками, з живленням).

Прилади та апаратуру на лицьовій стороні щита і пульта розміщують з умов ефективної роботи оператора та його безпеки. Апаратура, яка виділяє багато теплоти (резистори, лампи), розміщується в верхній частині щитів. Апаратура з рухомими струмоведучими частинами розташовується так, щоб вони не могли самостійно замкнути коло під дією власної маси.

Для електропроводки щитів і пультів застосовують проводи з мідними жилами.

Підлога в щитовій повинна бути не електропровідною. Норма освітленості при штучному освітленні 550...1100 лк (при зчитуванні приладів), 220...550 лк – при ведені записів, 100 лк – при ремонті, 20...50 лк – в проходах.

6. Проектування пристроїв заземлення

Заземленню підлягають металеві частини установок, що безпосередньо не знаходяться під напругою, але в будь-який час на них може з’явитися небезпечний для життя рівень напруги.

Не треба заземляти:

- корпуси приладів, що стоять на металевих заземлених щитах;
- корпуси електроспоживачів, що виконані повністю із діелектрика.

В мережах з глухо заземленою нейтраллю використовують, як заземлення, провідники: нульові проводи, стальні труби електропроводок, алюмінієві оболонки кабелів. При цьому забороняється застосовувати нульові проводи для

заземлення однофазних електроспоживачів. Забороняється використовувати, як заземлення, свинцеві оболонки кабелів, металорукави, металеві конструкції коробів і лотків, тому що вони самі повинні бути заземлені. Мінімально допустимий перетин мідних заземлювачів складає 1мм^2, алюмінієвих – 2,5 мм^2.

4.5 Приклади розрахунків.

1. Гідрологічний розрахунок.

Дано: річка басейну середнього Дніпра; площа водозбору $F=600км^2$. Гідрологічні дані – відсутні.

1. За картою ізоліній водотоку приймаємо норму стоку $M_0 = 3л/с$.
2. Середні багаторічні витрати ріки складають:

$$Q_0 = M_0F = 3 \cdot 600 = 1800л/с = 1,8м^3/с.$$

3. Стік середнього року:

$$W_0 = Q_0T = 1,8 \cdot 31,54 \cdot 10^6 = 56,77 \cdot 10^6 = 57млн.\ м^3$$

4. Коефіцієнт варіації багаторічного стоку:

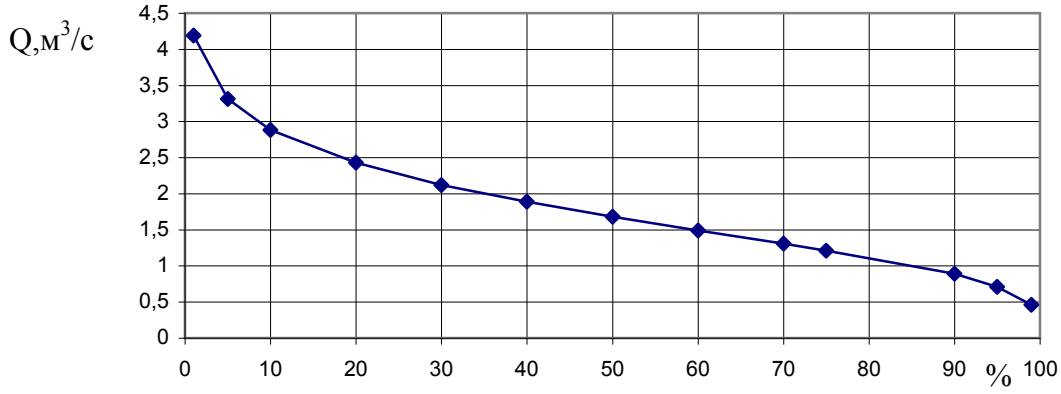
$$C_v = 0,723 - 0,213lgM_0 - 0.063lg(F+1) = 0,723 - 0,213lg3 - 0,063lg601 = 0,446$$

5. Коефіцієнт асиметрії $c_s = 2\ C_v = 0,9$.

6. Середньорічні витрати:

Найменування	Позначення	Забезпеченість, %												
		1	5	10	20	30	40	50	60	70	75	90	95	99
Відхилення ординати при $C_v=1$ та $C_s=0.9$	$Ф$	2,96	1,86	1,34	0,770,	0,4	0,11	-0,15	-0,38	-0,61	-0,73	-1,15	-1,35	-1,66
Відхилення ординати при $C_v=0,45$	$ФC_v$	1,33	0,84	0,6	0,35	0,18	0,049	-0,068	-0,171	-0,275	-0,329	-0,518	-0,608	-0,747
Модульний коефіцієнт при $C_v=0,45$	$к=Ф\ C_v+1$	2,33	1,84	1,6	1,35	1,18	1,049	0,932	0,829	0,725	0,671	0,482	0,392	0,253
Середні річні витрати, м/с	KQ_0	4,19	3,31	2,88	2,43	2,12	1,89	1,68	1,49	1,31	1,21	0,87	0,71	0,46

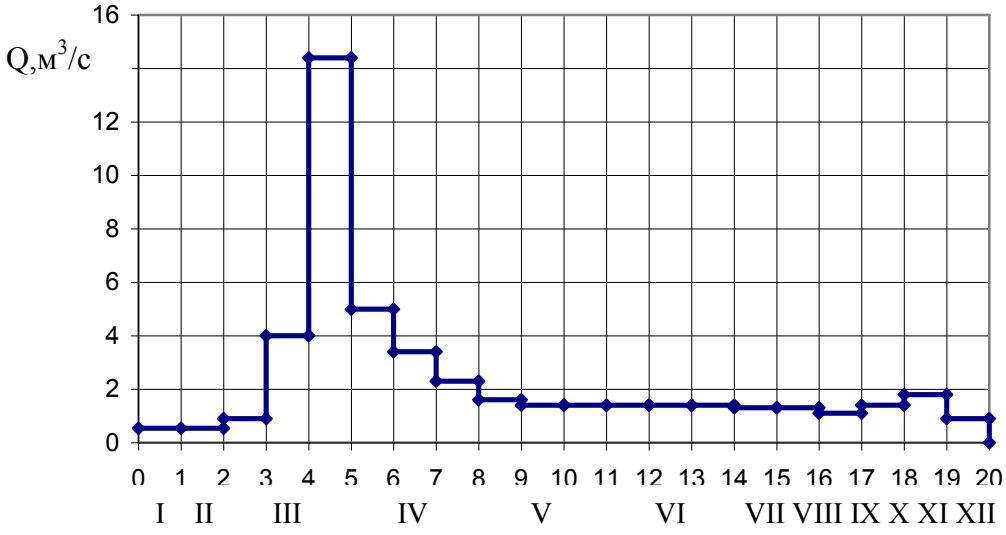
7. Теоретична крива забезпечення витрат річкою.



8.Внутрішній розподіл стоку річки.

Місяці та декади	I	II	III			IV			V			VI			VII	VIII	IX	X	XI	XII
Показники			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3						
Коефіцієнт для рік середнього Дніпра (K)	*0,3*	*0,3*	*0,5*	*2,2*	*8,0*	*2,8*	*1,9*	*1,3*	*0,9*	*0,8*	*0,8*	*0,8*	*0,8*	*0,8*	*0,7*	*0,7*	*0,6*	*0,8*	*1,0*	*0,5*
Витрати,м^3/с (KQ_0)	*0,54*	*0,54*	*0,9*	*4,0*	*14,4*	*5,0*	*3,4*	*2,3*	*1,6*	*1,4*	*1,4*	*1,4*	*1,4*	*1,4*	*1,3*	*1,3*	*1,1*	*1,4*	*1,8*	*0,9*

9. Гідрограф витрат:



10. Визначення максимальних витрат весняного паводку:

$$Q_{1\%} = \frac{0,28 A_{1\%} F}{\sqrt[4]{F}} = \frac{0,28 \cdot 4 \cdot 600}{\sqrt[4]{600}} = 136 м^3 / с$$

$$Q_{5\%} = \frac{0,28 A_{5\%} F}{\sqrt[4]{F}} = \frac{0,28 \cdot 2 \cdot 600}{\sqrt[4]{600}} = 68 м^3 / с$$

2. Вибір встановленої потужності та числа агрегатів гідроелектростанції.

Дано: гідростанція розташована на рівнині в Лісостеповій зоні на річці басейну середнього Дніпра, середні річні витрати 1,8 м^3/с.

Визначити: потужність та кількість агрегатів станції.

1. Потужність гідростанції на шинах генератора, що працює окремо від системи та при наявності добового регулювання:

$$N = 9,81 Q H \eta_г \eta_m \eta_n = A Q_0 k_p H \frac{24}{T},$$

де N – потужність, кВт;

Q_0 – середні багаторічні витрати (або норма стоку), м^3/с;

A – коефіцієнт, що залежить від способу з'єднання турбіни з генератором:

Тип гідростанції	Значення A
при безпосередньому під'єднанні турбіни з генератором	7,0
при пасовій передачі	6,5
при зубчастій передачі	6,3
при двійній передачі	6,0

k_p – розрахунковий модульний коефіцієнт:

$$k_p = Q_p / Q_0,$$

де Q_p – розрахункові витрати в м^3/с.

Кліматичні зони	Максимальний коефіцієнт використання водотоку, $\varphi_{c\ max}$	Модульний коефіцієнт, k_p	Розрахункова забезпеченість (в місяцях)
Лісостепова зона	0,23...0,24	0,35...0,65	3...7
Степ	0,12...0,14	0,2...0,4	3...7
Гірські райони	0,41...0,43	0,5...1,5	3...7

H – розрахунковий напір, м;

При відсутності даних про водотік, розрахунок проводиться за формулою Томана (в низьконапірних установках коливання рівня не рекомендується перевищувати 20% межу від повної величини напору):

$$H_p = \frac{4H_{\max}}{\left(1+\sqrt{\frac{H_{\max}}{H_{\min}}}\right)^2} \le \frac{H_{\max}+H_{\min}}{2};$$

T – кількість годин роботи гідроелектростанції на добу.

$$N_p = 7 \cdot 1{,}8 \cdot 0{,}5 \cdot \frac{4 \cdot 5}{\left(1+\sqrt{\frac{5}{4{,}5}}\right)^2} \cdot \frac{24}{10} = 71{,}6 кВА;$$

Приймаємо: генератор ЕСС5-92-4 75кВА

2. Визнання кількості агрегатів гідроелектростанції:

$$n = \frac{Q_p c}{Q_{\min}},$$

де Q_p – розрахункові витрати, що відповідають *6*–місячній забезпеченості, м^3/с;

Q_{min} – середні зимові витрати маловодного року 90% забезпеченості або середній мінімум, що визначається за таблицею:

Зона або район	Забезпечення витрат, в долях від норм стоку					
	max	1міс	3міс	6міс	9міс	min
Лісостеп	20...50	1,5...2,5	0,5...0,8	0,2...0,5	0,1...0,3	0,0...0,2
Степ	20...50	1,0...2,0	0,2...0,6	0,1...0,3	0,0...0,2	0,0...0,1

c – коефіцієнт, що залежить від швидкохідності турбіни і визначається за універсальними характеристиками турбін. При попередніх розрахунках приймають наступні значення:

Швидкохідність турбіни, n_s	100	300	350	375	524
Коефіцієнт c	0,3	0,43	0,5	0,55	0,77

$$n = \frac{0{,}3}{0{,}1} 0{,}3 = 0{,}9 \approx 1 шт.$$

3. Вибір турбін гідроелектростанцій.

Приклад №1.

Дано: витрати через турбіну 1,8 м^3/с, напір 5 м.

Визначити: тип турбіни.

1. Можлива потужність турбіни:

$$N = 9,81QH\eta = 62кВт$$

За зведеним графіком вибираємо турбіну радіально-осьову марки Ф300-ВО з діаметром колеса 710мм.

Проведемо перерахунок отриманих результатів до заданих умов:

Тип і серія турбіни	D=710мм			
	H,м	N,кВт	Q,м^3/с	n,об./хв.
Ф300-ВО	1	6,02	0,71	113
	5	67,3	1,59	253

При витратах 1,59 м^3/с потужність становить:

$$N = \frac{67,4 \cdot 1,8}{1,59} = 76,3кВт$$

2. Вибір генератора та типу передачі.

Приймаємо ЕСС5-92-4, 75кВА, 1500об./хв., η=0,9.

Передача – клинопасова – η=0,98.

Потужність агрегату буде складати:

$N_{агр}=75 \cdot 0,98 \cdot 0,9=66,2$ *кВт*

Номінальна потужність агрегату:

$N_{агр}=67,4 \cdot 0,98 \cdot 0,9=59,4$ *кВт*

Запас потужності складає 15,6 кВт.

Приклад №2.

Дано: H=2,4м; Q=2,9 м^3/с

Визначити: підібрати турбіну.

1. При відсутності в заводських документах на турбіну потрібних значень витрат, користуються залежністю:

$$Q_1 = \frac{Q}{\sqrt{H}} = \frac{2,9}{1,55} = 1,87м^3/с$$

Цим витратам відповідає турбіна ПрК70-ВО-120 при $\varphi = -5^0$ для якої Q =1,9 м^3/с, n_1=139об./хв., N_1=16,2 кВт.

Для вибраної турбіни:

– витрати води $Q = Q_1\sqrt{H} = 1,9\sqrt{2,4} = 2,94 м^3/с$;

– число обертів $n = n_1\sqrt{H} = 139\sqrt{2,4} = 215 об./хв.$;

– потужність $N = N_1 H\sqrt{H} = 16,2 \cdot 2,4 \cdot \sqrt{2,4} = 60,2$ *кВт*.

2. Підбір турбінної камери та відсмоктуючої труби.

Приймаємо квадратну відкриту камеру з розмірами сторін 4 м і мінімальною глибиною 1,95 м. Гранична висота відсмоктування знаходиться за графіком вибору турбін. Напору 2,4 м відповідає h_s=6м.

Якщо гідростанція знаходиться на певній висоті над рівнем моря (наприклад 100м), то гранична висота відсмоктування складе:

$$H_s = h_s - a/900 = 6 - 0,11 = 5,89 м$$

– за коефіцієнтом кавітації:

$$H_s = H_a - a/900 - \sigma H = 10,33 - 0,11 - 1,25\ 2,4 = 7,22 м$$

Приймаємо 6м.

Довжина труби відсмоктування визначається за геометричними розмірами камери:

$$L = H - h + h_{загл} = 2,4 - 1,95 + 0,55 = 1 м$$

Діаметр труби:

$$D_4 = D_3 + 2L\,tg\Theta/2 = 1,21 + 2 \cdot 1 \cdot tg7.5^0 = 1,47 м$$

Площа вихідного перерізу

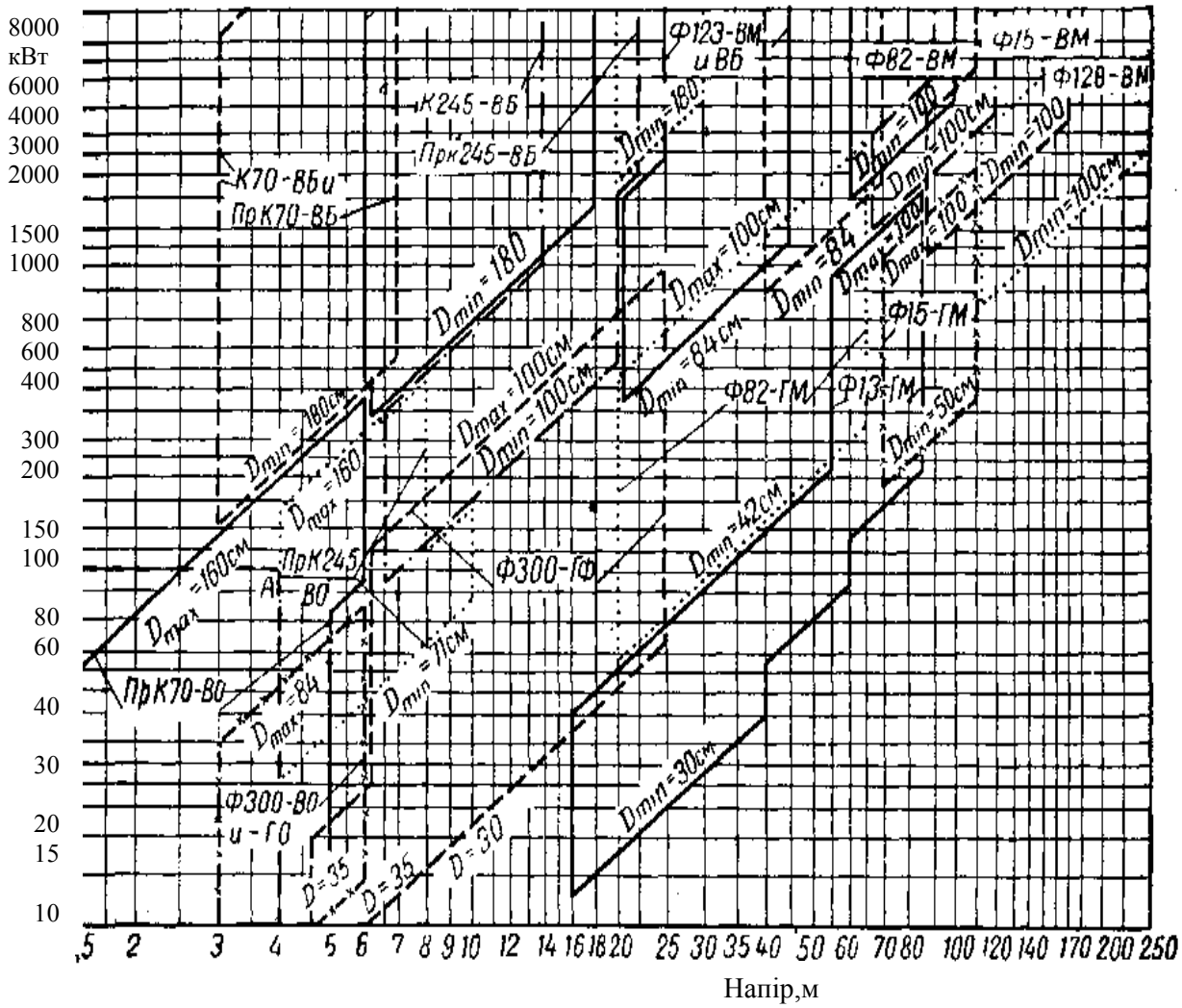
$$F_{вих} = 0,25\pi D^2_4 = 1,69 м^2$$

Вихідна швидкість

$$v_4 = \frac{Q}{F_{вих}} = \frac{2,9}{1,69} = 1,72 м/с$$

Швидкісний напір:

$$\frac{v_4^2}{2g} = \frac{1,72^2}{2 \cdot 9,8} = 0,15$$ *(6,2% від напору).*



Зведений графік зон застосування турбін.

<u>Контрольні питання до глави 4.</u>

1. Як поділяються гідроелектростанції за потужністю?
2. Як поділяються гідроелектростанції за величиною використання напору?
3. Як поділяються гідроелектростанції за способом створення напору?
4. Що входить до комплексу гідроспоруд пригребельно-заплавних електростанцій?
5. Що входить до комплексу гідроспоруд пригребельно-руслових електростанцій?
6. Що входить до комплексу гідроспоруд деріваційних електростанцій?

7. Що входить до комплексу гідроспоруд гребельно-деріваційних електростанцій?
8. Розкрийте зміст основних стадій проектування малих гідроелектростанцій?
9. В чому полягає мета гідрологічних розрахунків?
10. Назвіть основні показники гідрологічних розрахунків?
11. Як визначається об’єм водосховища?
12. Що є вихідними даними для гідроенергетичних розрахунків7
13. Від яких чинників залежить потужність гідроелектростанції?
14. На які види поділяються турбіни малих гідроелектростанцій за характером віддачі енергії?
15. На які типи поділяють активні турбіни малих гідроелектростанцій?
16. Що таке коефіцієнт швидкохідності робочого колеса турбіни?
17. Опишіть конструкцію двократної турбіни.
18. За якими конструкціями виконують реактивні турбіни?
19. Для чого призначені всмоктувальні труби реактивних турбін і за якою формою вони виконуються?
20. Як поділяються генератори малих гідроелектростанцій за видом розташування вала?
21. Які типи генераторів застосовують на малих гідроелектростанціях?
22. В яких випадках застосовують синхронні генератори на малих гідроелектростанціях?
23. Яка виникає головна проблема при застосуванні асинхронних генераторів в автономних системах?
24. Що повинні забезпечувати автоматичні пристрої малих гідроелектростанцій?

5 КОНСТРУЮВАННЯ БІОГАЗОВИХ УСТАНОВОК .

Біомаса є одним із найбільш поширених відновлюваних джерел енергії. В енергетиці під поняттям “біомаса” розуміють органічні речовини, які шляхом фотосинтезу утворюються рослинами і можуть бути використані для отримання енергії. Біомасу можна розділити на дві основні групи:

– первинна біомаса,

– вторинна біомаса.

Джерелом первинної біомаси є наземний та водний рослинний світ; вторинної - відходи біомаси, що утворюються після збору та переробки первинної біомаси в товарні продукти і відходи, що обумовлені життєдіяльністю людей та тварин (деревина, солома, рослинні відходи сільського господарства, відходи тваринництва та птахівництва, органічна частина побутових і промислових відходів).

Щорічно на Землі за допомогою фотосинтезу утворюється біля 120 млрд. т сухої органічної речовини, що являється енергетичним еквівалентом 40 млрд. т нафти.

Відповідно до оцінок Світової енергетичної ради і Комітету ООН з нових і нетрадиційних відновлюваних джерелах енергії, одним з найважливіших відновлюваних джерел енергії в XXI столітті буде біомаса - як в розвинених індустріальних країнах, так і в країнах, що розвиваються. Ресурси біомаси в різних видах є майже у всіх регіонах і майже в кожному із них може бути налагоджена її переробка в енергію і паливо. В подальшому при правильній організації репродукції і збору біомаси та при застосуванні сучасних технологій її утилізації доля енергії біомаси в загальному енергоспоживанні може значно зрости.

5.1 Технологічна схема біогазової установки.

Одним з ефективних шляхів доповнення та заміни традиційних паливно-енергетичних ресурсів, особливо в сільській місцевості, є виробництво та використання біогазу, що утворюється в результаті використання технологій метанового зброджування відходів рослинної та тваринницької біомаси. Для виробництва біогазу є придатними різноманітні відходи агропромислових виробництв, як містять целюлозу та різні види цукрів, що, при застосуванні певних технологічних умов, підлягають ферментації – проходженню біохімічних процесів, кінцевим результатом яких є отримання біогазу та концентрованих органічних добрив.

В останні роки застосування біогазових технологій отримали розповсюдження як в країнах, що розвиваються, так і в промислово розвинених країнах, особливо в Західній Європі, де приблизно 75% біогазового обладнання припадає на невеликі установки з ємністю реакторів від 100 до 300м^3, що утилізують в основному відходи тваринництва. Доцільність автономного енергозабезпечення ферм із власного джерела енергії та необхідність зменшення шкідливих викидів в оточуюче середовище роблять енергетичний біогазовий блок обов'язковим елементом сучасних сільськогосподарських комплексів.

Вміст органічних речовин у біомасі, що піддається ферментації, становить:

- у стоках – 0,04…0,06%;
- у харчових відходах –15%;
- у гної та гноївці – 15…20%.

Виробництво біогазу суттєво залежить від складу вихідного матеріалу, тобто речовини, що завантажується до ферментаційної камери.

Середня кількість біогазу, яку можна отримати з 1м^3 виділень тварин, оцінюється у 20…25м^3, хоча рентабельною кількістю в техніко-економічному відношенні вважаються 30…35м^3. Таку кількість газу можна отримати шляхом

сполучення виділень тварин та господарських відходів з іншою речовиною, яка відрізняється високим вмістом сухої органічної маси, а саме з відходами підприємств харчової промисловості або рослинною масою (особливо травою з площ під паром). За існуючими даними, додавання 10% за масою силосу з кукурудзи при вологомісткості 30% до гноївки (W=85%) збільшує виробництво біогазу на 50-60%, а додавання 5% за об'ємом відходів гліцерину (від виробництва ефіру при W=71%) збільшує кількість біогазу, що виробляється, на 60-70%. Значно збільшує вихід біогазу на одиницю об'єму сировини додавання жирів і комунальних стоків з господарств, розміщених неподалік.

Сировину, що завантажується, можна поділить на 3 основних категорії:

- *сільськогосподарську* - гноївка, гній (враховуючи більшу гідратацію лише як додатковий матеріал), енергетичні культури, залишки біомаси та інше;
- *промислову* - крохмаль, відходи скотобоєнь, молочних, цукрових заводів, фармацевтичної, косметичної та паперової промисловості тощо;
- *господарську* – органічні відходи, комунальні стоки, обрізки саду тощо.

Ферментаційний матеріал можна також розділити на основний (ферментація якого може протікати самостійно, без додавання інших речовин) та допоміжний. Основним ферментаційним матеріалом вважають гній, гноївку, молоду траву, а допоміжним – рослинні відходи від фруктів, органічні відходи, залишки їжі, жири, мелясу, органічні продукти, що розпадаються природно-біологічним шляхом, господарські стоки тощо.

В процесі анаеробної ферментації приймають участь різні види мікроорганізмів; з точки зору температурних умов проходження реакцій можна виділити два основних види мікроорганізмів - термофіли, активні при 45…70 ^{o}C, та мезофіли, активні при 20…40 ^{o}C.

Сукупність газів, що виділяються в процесі анаеробної переробки біомаси, містять 60…70% метану, 30…40% вуглекислого газу, домішок сірководню, водню, аміаку та окислів азоту. Вилучення шкідливих компонентів біогазу є

обов’язковим при експлуатації біоенергетичного обладнання. Його вихід з установки залежить від якісних показників вхідної сировини (органічний склад, вміст твердих частинок) та від параметрів процесу метаногенезу (температури, кислотного показника середовища, тривалості бродіння, наявності інгібіторів і каталізаторів).

Основні технологічні операції, що забезпечують виконання процесу утворення біогазу, наступні:

– збирання та підготовка вхідної сировини;
– метанове бродіння;
– розподіл отриманих продуктів на газову та тверду (рідку) складові;
– використання продуктів технологічного процесу.

5.1.1 Збирання та підготовка вхідної сировини.

Вирішує такі питання:

– накопичення сировини (в об’ємі дози завантаження метантенка);
– доведення сировини до технологічної вологості (згущення або розбавлення. Згущення проводиться в спеціальних спорудах – відстійниках, що можуть бути за конструктивним виконанням горизонтальними та вертикальними. Їх конструювання будується за методикою, що базується на кінематиці випадання завислої речовини в осад. Розбавлення сировини – це вимушена операція, яку здійснюють добавленням рідкої фракції стоків з обов’язковим перемішуванням);
– видалення інорідних включень (каміння, металевих та дерев’яних фрагментів. Застосовують решітки різних конструкцій);
– подрібнення твердих складових сировини (за допомогою перекачуючого насоса-подрібнювача);
– підігрівання вхідної сировини до технологічної температури (подача не підігрітої маси в реактор порушує технологічний процес в реакторі і різко знижує вихід газу. Для підігрівання використовують вертикальні

теплообмінники системи “труба в трубі” або барботажні пристрої – пропуск теплих газів через шар сировини.).

5.1.2 Метанове бродіння.

Здійснюється в схемах періодичної безперервної та ступінчастої (двостадійної) технології. Періодична схема вимагає застосування декілька реакторів, щоб забезпечити безперервність отримання газу. При цьому, якщо один працює, то інший завантажується (слід врахувати, що розвантажування здійснюють на 0,7…0,8 величини робочого об'єму з метою залишку мікрофлори для початку нового циклу бродіння). Крім того, така схема не можлива без газгольдеру, тому що в робочий об’єм реактора не повинен проникнути кисень (зменшується життєдіяльність анаеробних мікроорганізмів). За проточною схемою процес завантаження метантенку проходить або безперервно, або через певні проміжки часу з одночасним видаленням відповідного об’єму маси, що відбродила (об’ємно-доливний спосіб). Головною технологічною умовою проточної системи є відповідність між швидкістю росту кількості мікроорганізмів та швидкістю протоку сировини. При такій умові інтенсивність бродіння максимальна. Щоб підвищити швидкість розкладання біомаси, процес бродіння проводиться у дві стадії – кисла (виділення CO_2) та метанова (виділення CH_4) – в одному реакторі.

За конструкцією метантенки виконуються горизонтальними та вертикальними. За ступенем знезаражування – однопорожнинними та дво– (трьох) порожнинними.

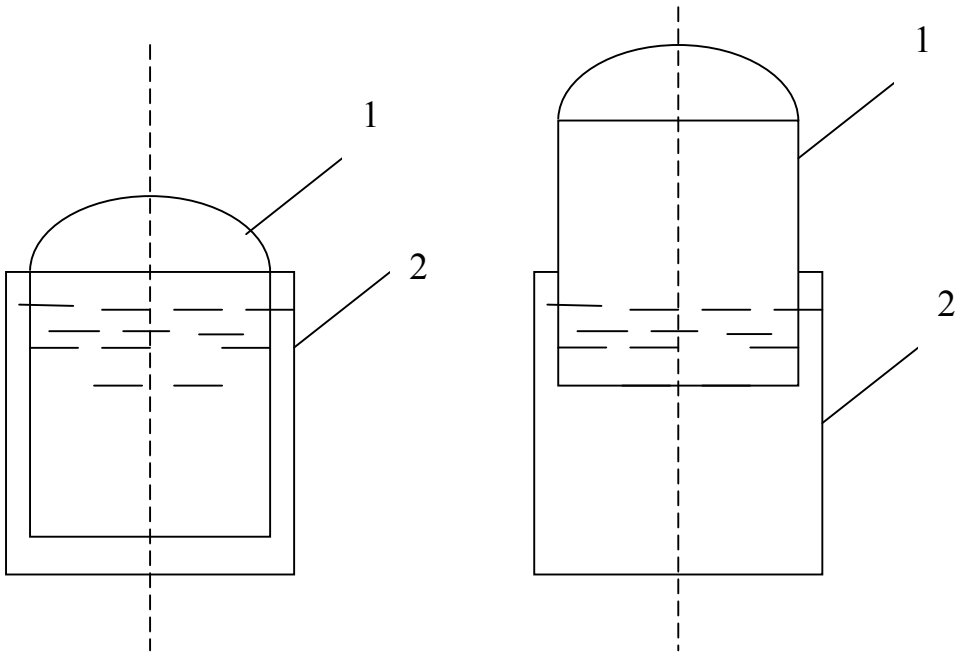
Нагрівальні пристрої метантенка виконують вбудованими в стінку камери і розташовані в нижній частині за периметром у формі змійовика, в якому циркулює вода з температурою 60…70 ^{0}C. Крім такої системи підігрівання, застосовують спосіб пропуску пари через шар субстрату (може призвести до відхилення технологічної норми вологості) та використовують виносні теплообмінники типу “труба в трубі”.

Для забезпечення рівномірності параметрів бродіння у всьому об’ємі реактора, застосовують операцію перемішування за допомогою механічних, гідравлічних та пневматичних пристроїв.

5.1.3 Розподіл продуктів ферментації (бродіння).

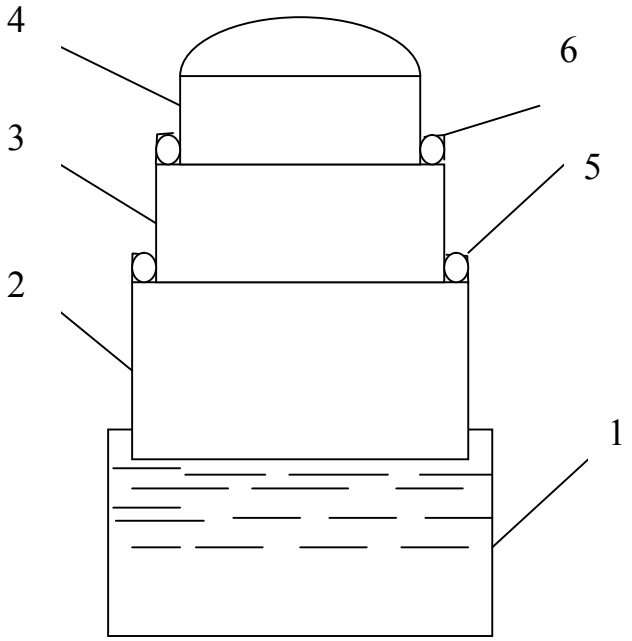
Збирання газової складової здійснюється в газгольдерах низького (до 5кПа), середнього (2…20кПа) та високого (більше 2ГПа) тиску.

Найбільш розповсюдженими газгольдерами низького тиску є “мокрі” газгольдери. Конструктивно вони складаються з рухомої частини (ковпак), що занурюється в басейн з водою (нерухома частина) (рис. 5.1). Під ковпак підводиться газопровід. Висота ковпака визначає висоту водяного резервуара. Щоб не збільшувати розміри резервуару, ковпак виконують телескопічним (рис. 5.2). Інші конструктивні рішення “мокрих” газгольдерів подані на рис. 5.3.



1 – ковпак; 2 – басейн.

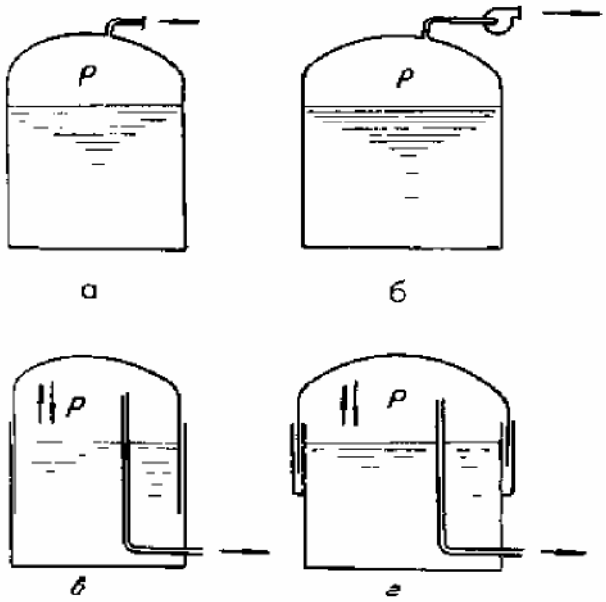
Рис. 5.1 Мокрий газгольдер після видалення (а) та заповнення (б)



1 – басейн; 2,3,4 – складові ковпаку; 5,6 – гідравлічні затвори.

Рис. 5.2 Мокрий газгольдер з телескопічними кільцями.

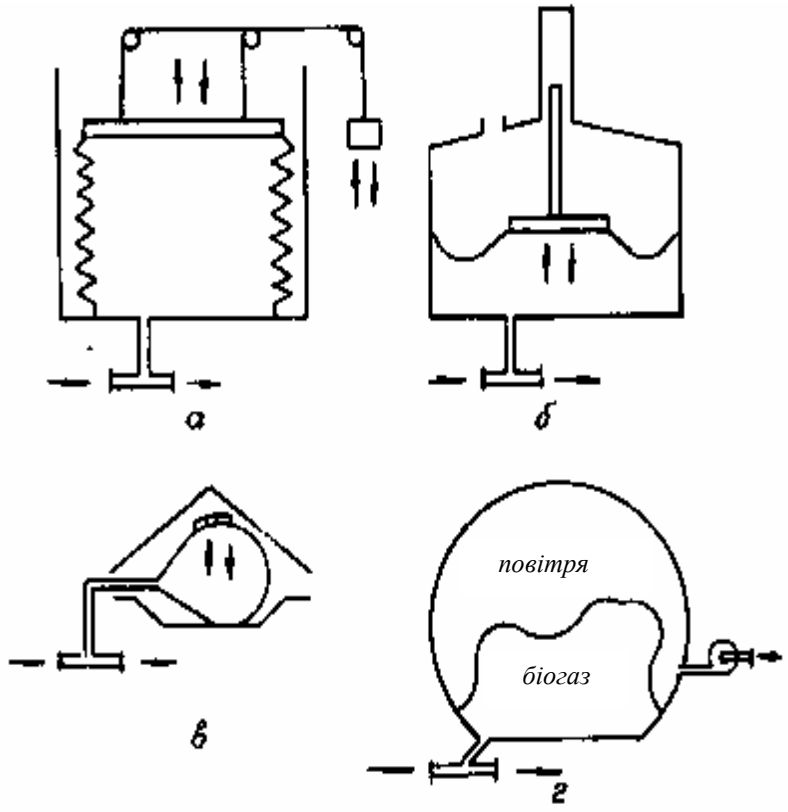
Основним недоліком даних установок, крім високої матеріалоємкості, є необхідність їх побудови в опалювальних приміщеннях або влаштовувати обігрівання гідравлічного затвору в холодний період року.



а – постійного об’єму суміщеного з метантенком (p =1...3кПа);
б – змінного об’єму суміщеного з метантенком та плівковою кришкою (p =1кПа);
в,г – змінного об’єму суміщеного з метантенком (p < 5кПа).

Рис. 5.3 Газгольдери мокрі низького тиску.

Щоб уникнути останнього недоліку, застосовують так звані “сухі” газгольдери (рис. 5.4). Їх можна розміщувати на відкритому повітрі.



а,б,в – з регулюванням (підтримуванням) тиску за допомогою противаг;
г – з регулюванням (підтримуванням) тиску пневматичним способом.
Рис. 5.4 Газгольдери сухі низького тиску з гнучкими елементами.

Резервуари для збирання газу середнього та високого тиску виконуються циліндричної або сферичної форми. Газ в них подається компресорними установками, що є енерговитратним елементом біогазової установки.

Тверда складова бродіння проходить технологічну операцію збезводнення шламу за допомогою наступних методів: гравітаційного, динамічного, відцентрового, флотаційного або їх комбінацій. Найчастіше застосовують гравітаційні (вертикальні та горизонтальні) відстійники або дугові сита та віброгрохоти (динамічний метод).

5.1.4 Використання продуктів ферментації.

Тверду та рідку частини використовують як високоякісні органічні добрива.

Використання газової складової для виробництва електроенергії можливе лише при тривалій експлуатації генераторної установки. Кількість газу, що необхідна для виробництва електроенергії, подана в таблиці 5.1

Слід обов'язково враховувати, що річне завантаження повинно бути рівномірно розподілене протягом року, а в електроенергію перетворюється лише 30% енергії газу. 55…60% викидної теплоти необхідно утилізувати за допомогою теплообмінного устаткування.

Таблиця 5.1

Показники	Потужність генератора, кВА					
	30		100		200	
Річне завантаження, годин	3000	6000	3000	6000	3000	6000
Необхідна кількість газу, м^3/доб.	160	320	540	1080	1080	2160
Додаткова кількість теплової енергії, МДж/доб.	1900	3800	6600	13200	13200	26400

5.2 Розрахунок основних блоків технологічного обладнання біогазових установок.

5.2.1 Обладнання підготовки вхідної маси.

Місткість приймальної споруди ($V_{зб}$):

$$V_{зб} = \frac{Q}{\rho} t_н k_в ,$$

де Q – маса сировини, т;

ρ - густина сировини, т/м^3 ;

Густина залежність від вологості. Так для рідкого гною, що отриманий від сільськогосподарських тварин, вона складає:

Вологість, %	88	89	90	91	92
Густина, кг/м^3	1080	1070	1060	1050	1040

$t_н$ - час накопичення сировини, діб.;

$k_в$ - коефіцієнт, що враховує зміну густини сировини в залежності від початкової вологості за час накопичення.

Місткість резервуара для нагрівання ($V_н$):

$$V_н = L\rho t_0 k_0',$$

де L – добовий вихід сировини нормативної вологості, м^3;

t_0 – час нагрівання, діб.;

k'_o – коефіцієнт, що враховує зміну густини сировини за час нагрівання;

Поверхня теплообміну (F_1):

$$F_1 = \frac{Q_1}{(t_к - t_п) k \tau_н},$$

де Q_1 – кількість теплоти для нагрівання вхідної маси, Дж;

$t_п$, $t_к$ – відповідно початкова та кінцева температура сировини, ^{0}С;

k – коефіцієнт тепловіддачі, що залежить від виду теплоносія, характеру протікання процесу теплообміну, форми теплообмінника;

$\tau_н$ – час нагрівання.

5.2.2 Визначення основних параметрів метантенку.

Об’єм метантенка ($V_м$):

$$V_м = 100\frac{L\rho}{g},$$

де g – добова доза завантаження метантенка.

Тривалість бродіння ($\tau_б$):

$$\tau_б = 100 / q,$$

де q – питома кількість виходу газу з 1т сировини, що перероблюється.

Добовий вихід газу:

$$G_б = L\ q,\ м^3$$

5.2.3 Визначення основних параметрів газгольдера.

Об'єм газгольдера ($V_г$):

$$V_г = \frac{G_б t_{нб}}{24},$$

де $t_{нб}$ – тривалість накопичування газу за добу.

Геометричні розміри газгольдеру визначаються із умов найменших витрат матеріалу. При використанні "мокрого" газгольдера його корисний об'єм визначається:

$$V_{гк} = \frac{\pi D^2 \left(H_0 - h\right)}{4},$$

де D – діаметр ковпака газгольдера;

H_0 – висота ковпака;

h – висота шару води, що потрапляє під ковпак, як результат балансового відношення тисків;

Дійсне значення тиску під ковпаком складає:

$$p = p_0 - p_1 - p_2 ,$$

де p_0 – тиск, що виникає за рахунок маси ковпака:

$$p_0 = \frac{4G}{\pi D^2},$$

де G – маса ковпака.

p_1 – зниження тиску за рахунок виштовхуючої сили, що діє на занурену частину ковпака:

$$p_1 = \frac{4G'}{\pi D^2},$$

де G' – маса ковпака з урахуванням виштовхуючої сили:

$$G' = \frac{0.128(H-h)m}{H},$$

де m – маса стінок ковпака.

p_2 – зменшення тиску за рахунок різниці густини повітря навколишнього середовища та газу під ковпаком:

$$p_2 = \frac{4G''}{\pi D^2},$$

де G'' – вертикальна складова підйомної сили, що виникає як результат різниці густини повітря та газу:

$$G'' = (\gamma_п - \gamma_г)\frac{\pi D^2}{4}(H-h),$$

де $\gamma_п$, $\gamma_г$ - відповідно густина повітря та газу.

В “сухому” газгольдері різниця тиску складає:

$$\Delta p = h_c \left(\gamma_n - \gamma_г \right),$$

де h_c - висота газового шару в газгольдері.

Тиск в газгольдері є вихідним параметром установки, тому за його величиною корегуються розміри газгольдеру.

5.2.4 Розрахунок кількості теплоти в установці.

Загальна теплова енергія від газу:

$$Q_{заг} = G_б \cdot C_б,$$

де $C_б$ - теплотворна здатність газу (с=24 МДж/ м^3).

Витрати теплоти на нагрівання сировини

$$Q_{нс} = L\left(t_2 - t_1\right)\frac{C_c}{\eta},$$

де t_1 – початкова температура нагрівання;

t_2 - режимна температура (мезофільний або термофільний процес);

C_c - тепломісткість сировини (наприклад, для гною сільськогосподарських тварин 4.06 кДж/ кг^{0}С);

η – ККД нагрівача.

Витрати теплоти на власні потреби:

$$Q_{вп} = Q_{нс} + \frac{Q_{втр}}{\eta},$$

де $Q_{втр}$ – кількість теплоти на компенсацію тепловтрат.

5.2.5 Визначення вихідних показників установки.

Загальна кількість газу, що витрачається на власні потреби:

$$G_{вп} = Q_{вп} / C_б$$

Кількість товарного газу:

$$G_т = G_б - G_{вп}$$

Коефіцієнт витрат газу на власні потреби:

$$k_{вп} = \frac{G_{вп}}{G_б}.$$

5.3 Приклади розрахунків.

Розрахунок біогазової установки.

Дано: корівник200 голів, видалення гною – транспортерне, утримання – прив'язне.

1. Об'єм гноєприймача:

$$V_{зб} = \frac{Q_г}{\rho} t_н k_в,$$

де $t_н$ =*2 доби* – час накопичення гною;

$Q_г$ – добовий вихід гною з ферми:

$$Q_г = \left(m_е + m_в + m_п\right) n,$$

де $m_е$ – маса екскрементів від тварин, кг

Вид та вікові групи тварин	Загальний вихід на 1 голову за добу,кг
Велика рогата худоба:	
– корови	55
– нетелі	27
– телята (до 6 міс.)	7,5

Молодняк на відгодівлі, міс – 6 – 9 – 12	 15 19 26
Свиноматки	6,0
Поросята, міс. – до 2 – 2...4	 3,3 3,6
Підсвинки (до 6 міс.)	4,2
Свині на відгодівлі	5,0
Кури	0,27...0,32
Індики	0,4...0,45
Качки	0,4...0,5
Гуси	0,6...0,7

$m_в$ – добова кількість води, що потрапляє в систему гноєсховища;

№ п/п	*Система видалення*	Розрахунковий вираз
1	Транспортерне (конвеєрне)	*(0,1...0,2)* m_e
2	Самосплавна	*(0,3...0,5)* m_e
3	Лотково-зливна із сухою чисткою	*(2,0...2,5)* m_e
4	Лотково- зливна з вологою чисткою підлоги	*(5,0...6,0)* m_e
5	Гідрозмив	*(7,0...8,0)* m_e

$m_п$ – добова кількість підстилки на 1 гол., кг

Вид і вік тварин	*Спосіб утримання*			
	у групових клітках	прив'язний	боксовий	безприв'язний на глибокій підстилці
Велика рогата худоба: – корови – відгодівельне поголів'я – молодняк	 – 1,0	 1,5 1,0 1,5	 0,5 – 0,5	 3,0 3,0 1,5
Свині	0,5	–	–	–

$$Q_г = \left(55 + 0{,}15 \cdot 55 + 1{,}5\right) 200 = 12{,}95 m$$

Вологість підстилкового гною:

$$W_г = W_e - 0{,}01 P_п (W_e - W_п) + 0{,}01 P_в \left(100 - W_e\right),$$

де W_e – відносна вологість екскрементів:

Види тварин	*Вологість, %*		
	кал	сеча	суміш
Велика рогата худоба	83...84	94...95	86...87
Свині	76...78	94...95	87...88

Вівці	76...69	94...95	77...79
Коні	71...72	95...96	77...79
Кури	–	–	73...76
Індики	–	–	73...76
Качки, гуси	–	–	83...85

$W_п$ – вологість підстилки (солома –19,6%);

$P_п$,$P_в$ – співвідношення у гнойовій масі підстилки і води,%:

$$P_в = \frac{m_и \cdot 100}{m_е + m_в + m_п} = \frac{8{,}25 \cdot 100}{55 + 8{,}25 + 1{,}5} = 12{,}74\%$$

$$P_в = \frac{m_и \cdot 100}{m_е + m_в + m_п} = \frac{1{,}5 \cdot 100}{55 + 8{,}25 + 1{,}5} = 2{,}32\%$$

$W_г$ =86-0,01·2,32 (86-19,6) + 0,01·12,74(100-86) = 86,24%

$$. V_{зб} = \frac{12950}{1095} \cdot 2 = 23{,}7 \approx 24 м^3.$$

2. Добовий обсяг завантаження метантенка:

$$Q_{доб} = \frac{W_г Q_{г.доб}}{W_г'} = \frac{85{,}8 \cdot 12{,}95}{92} = 12{,}1 м^3$$

3. Визначення об’єму бродильної камери:

$$V_к = \frac{Q_{доб} \cdot 100}{p \cdot q} = \frac{12{,}1 \cdot 100}{7 \cdot 0{,}9} = 192 м^3,$$

де p – добова доза завантаження, %:

- для мезофільного процесу – 7%;
- для термофільного процесу – 15%;

q – коефіцієнт заповнення камери (в межах 0,8..0,95).

4. Добовий вихід біогазу:

$$V_и = \frac{Q_и \frac{100 - W}{100} z}{100 \cdot k \cdot \rho_и} = \frac{12{,}95 \frac{100 - 86{,}24}{100} 30}{100 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}00117} = 351{,}5 м^3,$$

де z – стан розкладання органічної речовини, %;

k – коефіцієнт розчинності біогазу (1,1...1,5);

$\rho_г$ – густина біогазу (при CH_4 60% та CO_2 35% – 1,17кг/$м^3$).

5. Витрати теплової енергії, що необхідна для підігрівання біомаси:

$$Q_{бгу} = Q_{бгу}^{т.п.} + Q_{бгу}^{х.п.},$$

де $Q_{бгу}^{т.п.}$ – кількість теплоти, що витрачається в теплий період, МДж:

$$Q_{бгу}^{т.п.} = c\frac{120 \cdot Q_г}{\eta}\Delta t = 4{,}06\frac{120 \cdot 12950}{0{,}7}15 = 135198 МДж;$$

$Q_{бгу}^{х.п.}$ – кількість теплоти, що витрачається в холодний період, МДж:

$$Q_{бгу}^{х.п.} = c\frac{245 \cdot Q_г}{\eta}\Delta t = 4{,}06\frac{245 \cdot 12950}{0{,}7}25 = 460049 МДж;$$

$\Delta t = t_{бр} - t_г$,

де $t_{бр}$ – температура бродіння (для мезофільного 35^0С);

$t_г$ – температура маси гною (20^0С в теплий період; 10^0С в холодний період);

$c_г$ – теплоємкість гною, 4,06 кДж/кг ^{0}С;

η – ККД нагрівача.

$$Q_{бгу} = 135198 + 460049 = 595247 МДж$$

6. Кількість біогазу, що необхідна для підігрівання біомаси:

$$V_{бгу} = Q_{бгу} / q = 595247/22 = 27057 м^3,$$

де q – теплотворна здатність біогазу, МДж/м^3;

7. Витрати біогазу на компенсацію тепловтрат:

$$V_{вт} = Q_{бгу}\ 0{,}6/\ q = 595247 \cdot 0{,}6/22 = 16234 м^3$$

8. Частка біогазу, що йде для підігрівання гною:

$$\eta_б = \frac{V_{бгу} + V_{вт}}{365 \cdot V_г} = \frac{27057 + 16234}{365 \cdot 351{,}5} \approx 0{,}34.$$

<u>Контрольні питання до глави 5.</u>

1. Від яких показників залежить вихід газів, що виділяються в процесі бродіння?
2. Назвіть основні технологічні операції, що забезпечують виконання процесу утворення біогазу?

3. Які технологічні задачі необхідно вирішити при збиранні та підготовці вихідної сировини?
4. Назвіть технологічні схеми, за якими проводиться метанове бродіння?
5. Як поводиться розподілення продукції ферментації?
6. Як проводиться використання продуктів ферментації?
7. За яким виразом обчислюється добовий вихід біогазу?
8. За яким виразом обчислюється частка біогазу, що йде на підігрівання субстрату (сировини)?

6 КОНСТРУЮВАННЯ ГЕОТЕРМАЛЬНИХ УСТАНОВОК

Використання геотермальних ресурсів, залежить від особливостей конкретного родовища: геотемпературного градієнта, глибини залягання, геологічних і географічних умов, ступеню розвитку господарської і економічної інфраструктури регіону, розміру розвіданих запасів і т. ін.

Перспективним напрямом енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціювання повітря в житлових та громадських будинках і спорудах в містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинної теплоти Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

Основним стримуючим фактором розвитку геотермальної енергетики є відносно високі розміри первинних капіталовкладень: розвідка, свердління і обладнання свердловин, на які витрачається біля 50% капіталовкладень. Однак, не дивлячись на це, порівняльні розрахунки показують, що в ряді країн (Угорщина, Ісландія, Нова Зеландія, Росія) безпосереднє використання геотермальної енергії в промисловості, сільському господарстві і для опалення приміщень є значно дешевшим за використання для тих же цілей традиційних видів палива.

6.1 Структурні схеми геотермальних установок.

Термальні води класифікуються:

1. За використанням:
- бальнологічні (37…50^{0}С);
- для гарячого водопостачання (50…70^{0}С);
- теплофікаційні (70…120^{0}С);
- електроенергетичні із застосуванням низькокип'ячих рідин (120…170^{0}С);
- електроенергетичні на природній сухій парі (> 220^{0}С).

2. За температурою:
- слабо термальні (до 40^{0}С);
- термальні (40…60^{0}С);
- високо термальні (60…100^{0}С);
- перегріті (> 100^{0}С).

3. За мінералізацією (за сухим залишком в г/л):
- ультра прісні (до 0,1);
- прісні (0,1...1);
- слабо солоні (1...3);
- сильно солоні (3...10);
- солоні (10...35);
- розсільні (> 35).

4. За загальною жорсткістю (мг-екв/л):
- дуже м'які (до 1,2);
- м'які (1,2...2,8);
- середні (2,8...5,7);
- жорсткі (5,7...11,7);
- дуже жорсткі (> 11,7).

5. За кислотністю, pH:

– сильно кислі (до 3,5);
– кислі (3,5...5,5);
– слабо кислі (5,5...6,8);
– нейтральні (6,8...7,2);
– лужні (> 8,5).

6. За газовим складом – сірчаногідрогенні: сірчаногідрогено-вуглецеві; вуглецевокислі; азотно-вуглецевокислі; метанові; азотно-метанові; азотні.
7. За газонасиченням (мг/л):

– слабе (до 100);
– середнє (100...1000);
– високе (> 1000).

При використанні термальних вод для теплофікаційних потреб знайшли практичне застосування наступні схеми:

– схема прямого використання термальної води;
– з піковими котельними;
– з додатковим підвищенням температурного рівня геотермальних вод;
– комбіновані схеми.

Порівняння технологічних схем використання термальних вод проводять за значенням перепаду температури вод на виході системи та коефіцієнтом використання теплової потужності свердловини.

Схема прямого використання застосовується при спів паданні температури води із свердловини з технологічно необхідною. При цьому способі найбільш ефективними вважаються:

- схема двоступінчастого паралельно-послідовного під’єднання установок гарячого водопостачання і опалення;
- схема послідовного під’єднання систем панельного та повітряного опалення і систем гарячого водопостачання.

Хоча ці схеми дозволяють досягти значного перепаду температур (табл. 6.1), але коефіцієнт використання теплової потужності свердловини у них низький. Це викликано тим, що продуктивність таких схем різко залежить від річних коливань теплового навантаження.

При не спів паданні можливостей свердловини та вимог споживача, застосовується схема з піковою котельнею, в якій здійснюється догрівання води. Геотермальна свердловина виступає як базове джерело енергії.

Додаткове підвищення температурного рівня термальних вод здійснюється за допомогою теплових помп. В той же час, використання теплової помпи тільки для теплофікаційних цілей, визначається техніко-економічними розрахунками.

Для подолання недоліків попередніх схем, застосовують комбінацію геотермальної свердловини, теплопомпової установки та пікової котельні.

Таблиця 6.1 – Показники схем геотермального теплопостачання

Тип схем	Необхідна технологічна температура води, ^{0}C	Температура води на виході системи, ^{0}C	Коефіцієнт використання теплової потужності свердловини
Пряме використання термальної води	90…50	30…40	0,1…0,2
З піковою котельною	50…70	30…40	0,2…0,4
З тепловою помпою	30	10…30	0,2…0,4
Комбінована схема	50…70	10…30	0,3…0,6

При практичній реалізації вищевказаних схем слід враховувати, що теплоносієм є корозійно-активна, високомінералізована речовина, яку неможливо напряму подавати в теплові мережі та опалювальні прилади споживача. Ця властивість геотермальних вод вимагає передбачати утилізацію

спрацьованої води з урахувань вимог “Правил охорони вод від забруднення стічними водами”.

На термозаборі (одна або декілька об’єднаних свердловин) передбачається влаштування збірної ємності, об’єм якої становить не менше одногодинного дебіту свердловин.

Таким чином, до схеми геотермального теплопостачання входять наступні блоки: система видобувних свердловин, теплообмінники теплового пункту, система поглинальних свердловин, насосні станції мережної води та закачування термальної води, пікова котельна.

6.1.1 Принципові схеми систем геотермального теплопостачання.

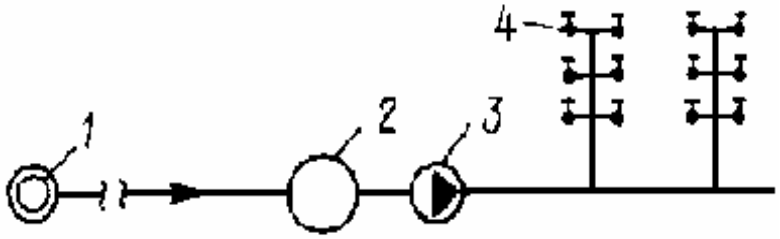
У геотермальному теплопостачанні використовуються води з мінералізацією до 35 г/л. При використанні звичайних радіаторних опалювальних приладів температура термальних вод в середніх кліматичних умовах повинна бути не нижчою 90…75^{0}С. У панельних системах опалювання мінімальна температура знижується до 60…70°С. Отриманий в досвід геотермального підлогово-стельового опалювання підтверджує можливість використання вод із температурою 40…50°С. У системах гарячого водопостачання застосовуються термальні води з температурою 60 і навіть 40°С при мінералізації не більше 10 г/л. Її зниження до 5 г/л дозволяє догрівати ці води в звичайних паливних котельнях.

Різноманітність споживачів теплоти, широкий діапазон температури і мінералізації термальних вод, що використовуються, викликають можливість застосування різних схем геотермального теплопостачання. Пряме використання геотермального теплоносія є можливим при достатньо високій його температурі і низькій мінералізації. При низькій мінералізації і низькому рівні температурного градієнта можливе догрівання теплоносія, а при підвищеній мінералізації — його попереднє очищення і комбінація підлогово-стельової системи геотермального опалювання з радіаторами від

котельних або теплових насосів. У разі високої (більше 35 г/л) мінералізації схеми теплопостачання ускладнюються за рахунок застосування проміжних або магістральних теплообмінників.

1. Відкриті системи геотермального теплопостачання.

Відкрита система геотермального теплопостачання це система в якій геотермальна вода безпосередньо подається на водозабір гарячого водопостачання (рис.6.1)

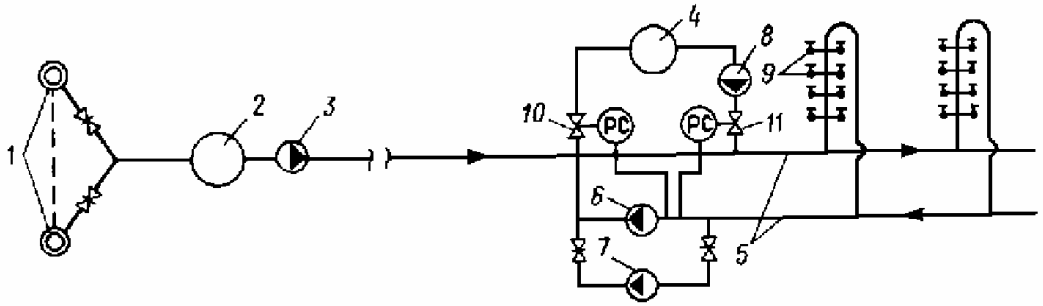


1 – геотермальна свердловина; 2 – бак акумулятор; 3 – мережний насос; 4 – водозабірний кран гарячої води.

Рис.6.1 Відкрита однотрубна геотермальна система гарячого водопостачання

За даною схемою геотермальна вода по однотрубній тепловій мережі подається безпосередньо споживачу. Добова нерівномірність споживання гарячої води регулюється за допомогою бак-акумулятора. Недоліком даної схеми є відсутність циркуляційного насосу, що призводить до охолодження води в період її розбору. Ця схема рекомендується до застосування тільки при малих відстанях між джерелом води та споживачем.

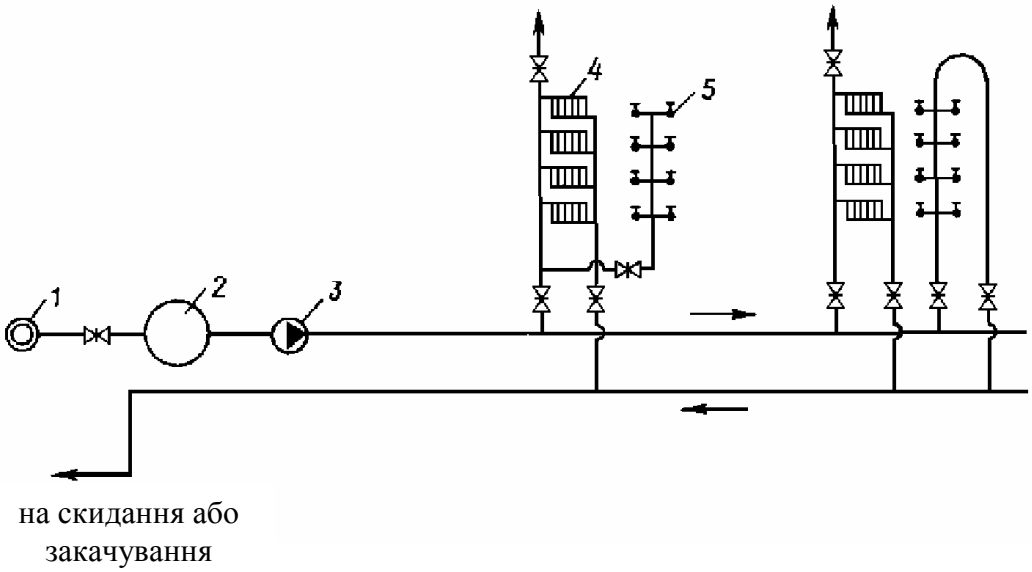
Для відносно довгих трас рекомендується схема з двотрубною розподільчою мережею (рис.6.2). Підживлення здійснюється за однотрубною транзитною мережею в залежності від споживання. Добова нерівномірність споживання гарячої води регулюється за допомогою баку-акумулятора.



1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор; 3 – мережний насос; 4 – бак-акумулятор розподільчої мережі; 5 – двотрубна розподільча мережа; 6,7,8 – мережний циркуляційний та підживлюючий насоси розподільчої мережі; 9 – водозабірний кран; 10 – регулятор зливання; 11 – регулятор підживлення.

Рис.6.2 Відкрита однотрубна геотермальна система гарячого водопостачання з двотрубною розподільчою мережею.

При застосуванні відкритих систем і для опалення вони мають наступну конфігурацію (рис.6.3)



1 – геотермальна свердловина; 2 – бак акумулятор; 3 – мережний насос;4 – опалювальні прилади; 5 – водозабірний кран.

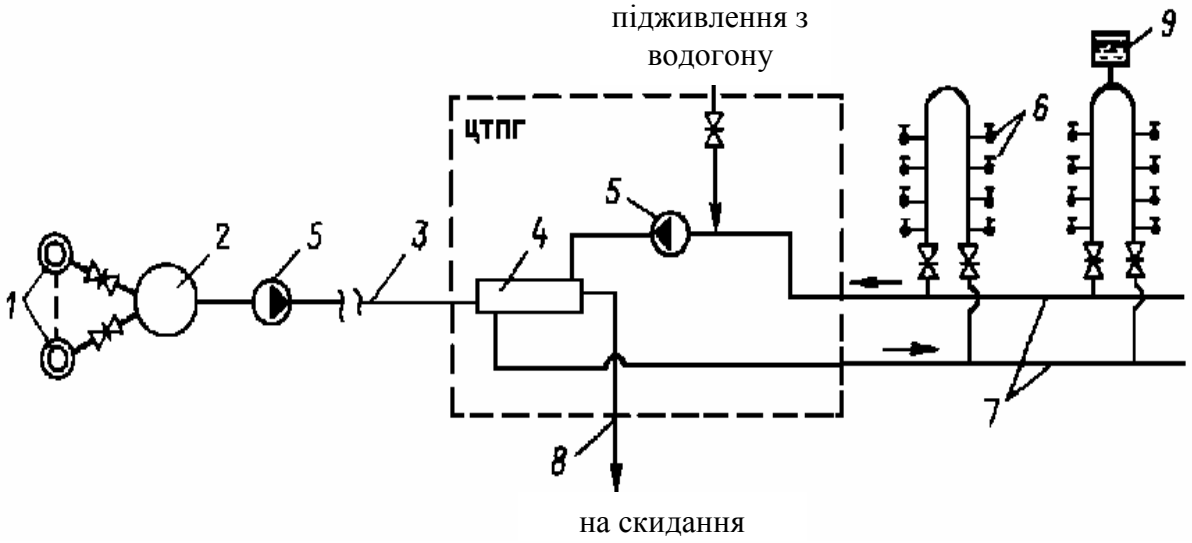
Рис. 6.3 Відкрита двотрубна геотермальна система теплопостачання.

Геотермальна вода паралельно подається на опалення та гаряче водопостачання. Після опалювальних систем вода скидається біля термозабора. Транзитна теплова мережа має двотрубну прокладку.

Наведені схеми не можуть бути застосовані при невідповідності води нормативним вимогам на питну воду та при втраті теплоти при транспортуванні від джерела до споживача.

2. Закриті системи геотермального теплопостачання.

Закрита система геотермального теплопостачання це система, в якій на водозабір подається не геотермальна, а вода, що нагрілась за рахунок геотермальної теплоти (рис.6.4).



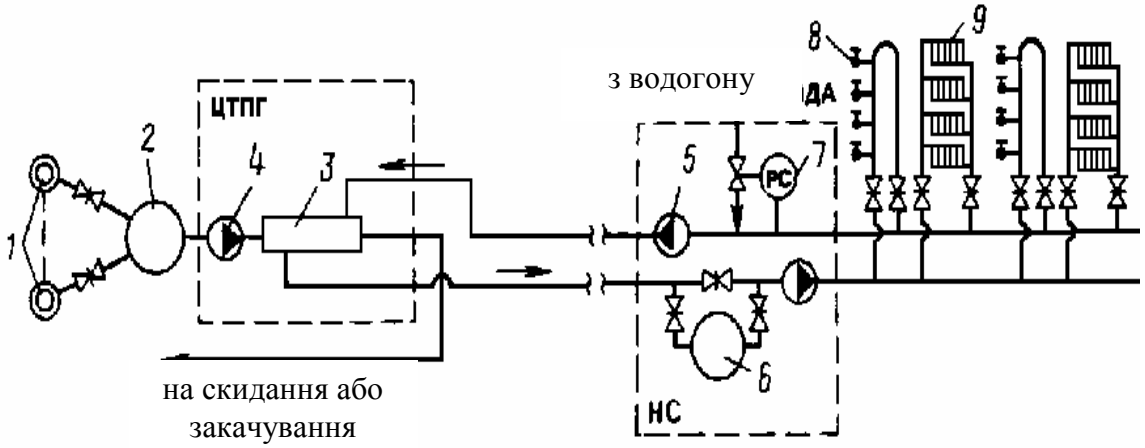
1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор геотермальної води; 3 – однотрубна транзитна теплотраса; 4 – мережний теплообмінник; 5 – мережні насоси; 6 – водозабірний кран; 7 – двотрубна розподільча тепломережа; 8 – скидна тепломережа; 9 – розширювальний бачок.

Рис.6.4 Однотрубна закрита геотермальна система гарячого водопостачання.

Застосування даної схеми доцільне при розташуванні місця скидання геотермальних вод поблизу споживача. Геотермальний теплоносій за однотрубною транзитною тепловою мережею подається в теплообмінник центрального геотермального теплового пункту (ЦТПГ), після якого скидається. Не геотермальний теплоносій питної якості циркулює за двотрубною розподільчою мережею, нагрівається в теплообміннику ЦТПГ і подається на водорозбір. Підживлення здійснюється від водогону. При

застосуванні даної схеми слід враховувати небезпеку інтенсивності корозії та солевідкладень.

Розташування місця скидання поблизу споживача, а також відсутність корозійної активності та солевідкладень дають можливість створення системи з однотрубною транзитною тепловою мережею для транспортування геотермальної води до ЦТПГ, що розташований поряд із споживачем. Після ЦТПГ геотермальна вода скидається. Розподільча мережа після ЦТПГ , в залежності від якості та температури геотермального теплоносія може бути чотиритрубною із залежним під'єднанням опалення, чотиритрубною із незалежним під'єднанням опалення або із двотрубною розподільчою мережею та незалежним під'єднанням опалення (рис.6.5)



1 – геотермальна свердловина; 2 – бак-акумулятор геотермальної води; 3 – мережний теплообмінник; 4 – мережний насос геотермальної води; 5 – мережний насосо водогінної води; 6 – бак-акумулятор водогінної води; 7 – регулятор підживлення; 8 – водорозбірний кран гарячої води; 9 – опалювальний прилад.

Рис. 6.5 Закрита двотрубна геотермальна система теплопостачання.

Дана схема застосовується у випадку наявності зворотного закачування води або можливості її скидання. Геотермальна вода подається в ЦТПГ, що розташований поряд термосвердловини, віддає свою теплоту через теплообмінник не геотермальному теплоносію, транспортується до споживача і зворотно за двотрубною розподільчою мережею, що має транзитну ділянку. В цій схемі позитивним є невелика довжина трубопроводів теплової мережі геотермальної ділянки системи.

6.1.2 Розрахунок об’єму добутку термальної води для забезпечення

теплового навантаження системи з догріванням від пікової котельні.

Загальноприйняту температуру мережної води 95…70^{0}С забезпечити в наших широтах від геотермального теплоносія практично неможливо. Найчастіше застосовують роботу термальної свердловини паралельно з піковою котельною. Для визначення об’єму добутку гідротермального теплоносія застосовують наступну методику:

1. Виконують побудову сумісного графіка теплового навантаження та температур мережної води для систем теплопостачання.
2. Будують додатковий графік теплового навантаження, що забезпечується від геотермального джерела.
3. За результатами попередніх побудов визначають необхідний об’єм добутку термальних вод.

При побудові сумісного графіка теплового навантаження та температур термальної води приймають обмеження, що характеризують місцеві умови:

- теплова потужність систем опалення відповідає традиційним системам;
- теплове навантаження систем гарячого водопостачання виконується згідно нормативної документації;
- тривалість опалення приймається згідно місцевих кліматичних умов;
- температурний напір в теплообмінниках, що використовуються для обігрівання мережної води від гідротерм, дорівнює 7^{0}С;
- температурний графік систем теплопостачання приймається 95…70^{0}С;
- система гарячого водопостачання є закритою, середня температура води в водозабірних стояках – 50^{0}С;
- гаряче водопостачання цілодобово забезпечується від геотермального джерела.

Побудова графіка проводиться в наступній послідовності (рис. 6.1):

1. На вісі ординат відкладають теплове навантаження системи опалення (наприклад 1 МВт).
2. На вісі абсцис відкладають тривалість стояння температур зовнішнього повітря протягом опалювального періоду.

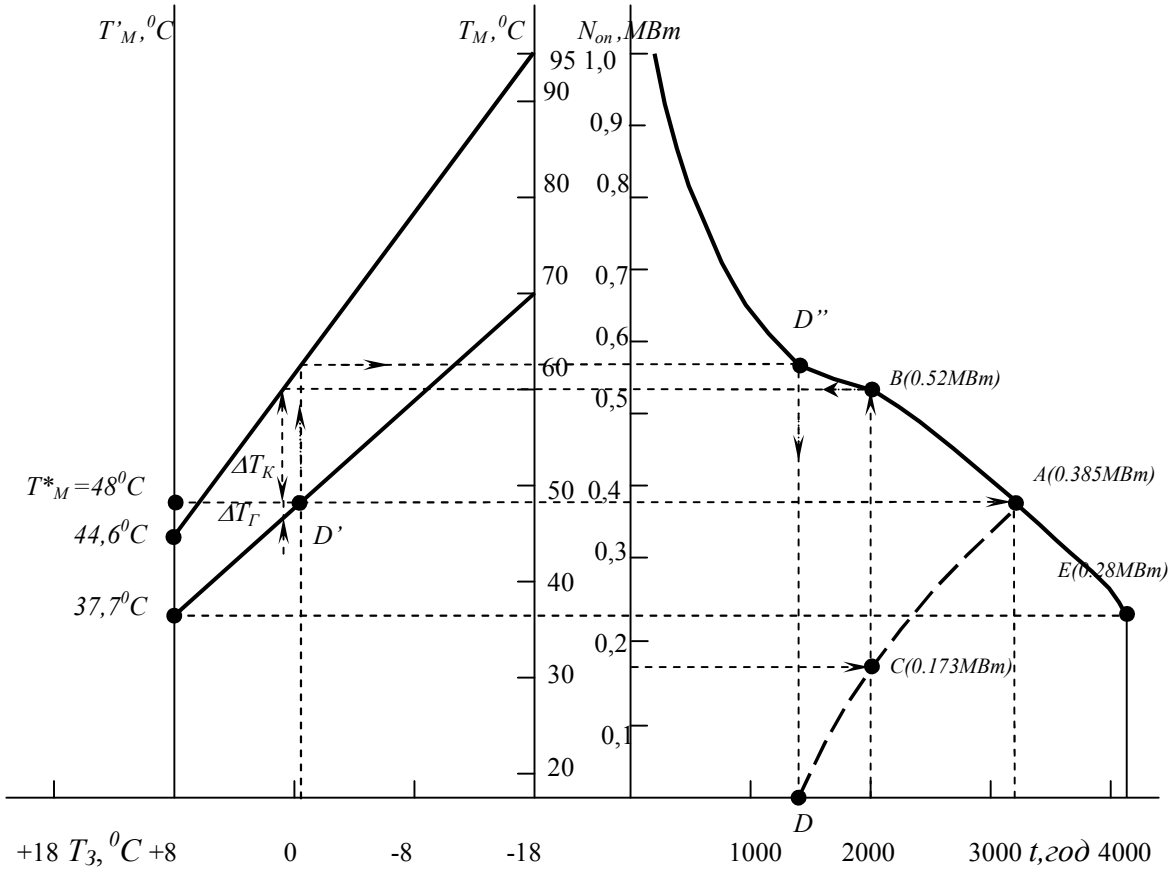


Рис. 6.6 Сумісний графік теплового навантаження та температури мережної води (температура термальної води на виході із свердловини 55^0C)

3. Для довільно вибраних значень температур зовнішнього повітря (в межах кліматичних умов місцевості) обчислюють розрахункову теплову потужність, що необхідна для покриття поточного значення опалювального навантаження:

$$N_p = N_{on} \frac{T_{вн} - T_з}{T_{вн} - T_p},$$

де N_p – розрахункове значення опалювального навантаження при відповідному значенні температури зовнішнього повітря;

N_{on} – максимальне значення опалювального навантаження при мінімальній (розрахунковій) температурі зовнішнього повітря;

$T_{вн}$ – температура повітря в приміщенні, що опалюється;

$T_з$ – поточне значення температури зовнішнього повітря;

T_p – розрахункова температура зовнішнього повітря (приймається за довідковими даними).

4. Для побудови графіка температур мережної води в другому квадранті розбиваємо вісь абсцис на температури, що відповідають температурам опалювального сезону вибраної місцевості (наприклад, $\pm 18^0$C). Для цього на вісі T_M відкладаємо значення температури в подавальному трубопроводі (95^0C), а на вісі температур, при якій вмикається система опалення (наприклад, $+8^0$C), T'_M , значення температури води при відповідній розрахунковій температурі, що знаходиться за довідковими таблицями (в даному випадку $44{,}6^0$C). Дані точки з'єднуються. В такій же послідовності визначається температура в зворотному трубопроводі (точка $37{,}7^0$C).

5. Побудова графіка теплового навантаження, що забезпечується від геотермального джерела, здійснюється на основі величини максимальної температури прямої мережної води, що отримується від нього. Вона становить:

$$T^*_м = T - \Delta T,$$

де T^*_M – максимальна температура мережної води, що отримується від геотерми;

T – температура термальної води;

ΔT – середній температурний напір в теплообміннику.

В даному випадку $T = 55^0C$, $\Delta T = 7^0C$. Тоді $T^*_M = 48^0C$. Відкладаємо це значення на вісі T'_M і проводимо пряму до перетину з графіком теплового навантаження, точка A, координати якої відповідають максимальному тепловому навантаженню системи опалення, що можна забезпечити за допомогою геотермального джерела (0,385 МВт). Визначення інших точок проводиться на основі принципу пропорційності зміни температури речовини кількості енергії, що витрачається на її отримання. Тобто, в будь-який час, зміна температури мережної води буде становити:

$$\Delta T = \Delta T_K + \Delta T_Г,$$

де ΔT – різниця температур прямої та зворотної води;

ΔT_K – різниця температур прямої та зворотної мережної води, що покривається за рахунок теплоти від пікової котельні;

$\Delta T_Г$ – різниця прямої та зворотної мережної води, що покривається геотермом.

Відповідно теплове навантаження системи опалення буде становити:

$$N = N_к + N_г^{оп},$$

де N – теплове навантаження системи опалення;

N_R – частина теплового навантаження системи опалення, що покривається від пікової котельні;

$N_г^{оп}$ – частина теплового навантаження системи опалення, що покривається від геотермального джерела.

Зіставимо отримані рівняння і отримаємо:

$$N_г^{оп} = \frac{\Delta T_г N}{\Delta T}$$

Наприклад, якщо треба визначити, яку потужність забезпечить даний геотерм при 2000 годинному опалювальному періоді, необхідно провести лінію до перетину з графіком теплового навантаження (точка В) і визначити співвідношення $\Delta T_K / \Delta T_Г$. В даному прикладі це складе (4·0,52)/12 = 0,173 МВт. Відкладемо це значення і отримаємо точку *С*. Точка *D* відповідає величині опалювального сезону відрахованому від значення $\Delta T_Г = 0$ *(D")*. Точка *Е* відповідає мінімальній кількості енергії, що може бути забезпечена від геотермального джерела.

Таким чином, частина графіка, що розташована праворуч від лінії *AD,* показує забезпечення від геотермального джерела.

В методиці даного розрахунку не враховані втрати температури теплоносія в трубопроводі, якщо джерело і споживач розташовані в різних місцях, а також втрати в теплообмінних приладах споживачів.

Тоді об'єм термальної води, що видобувається, складе:

$$Q = \frac{N_г}{\eta c \Delta T},$$

де η – коефіцієнт тепловтрат;

c – питома теплоємкість термальних вод;

ΔT – температурний перепад термальних вод.

Таблиця 6.1 – Кліматичні показники населених пунктів України для розрахунку опалювально-вентиляційних навантажень та річного споживання теплоти.

Населений пункт	Температура зовнішнього повітря за опалювальний період, ^{0}C				Швидкість вітру в січні, м/с	Тривалість опалюв. періоду, год	В тому числі із середньодобовою температурою зовнішнього повітря, ^{0}C								
	абс. мін	розрах. для опален.	розрах. для вентил.	середн			-34,9 ... -30	-29,9 ... -25	-24,9 ... -20	-19,9 ... -15	-14,9 ... -10	-9,9 ... -5	-4,9 ... 0	+0,1 ... +5	+5,1 ... +8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Біла Церква	-36	-21	-10	-1,2	4,6	4512	1	4	31	131	338	630	1231	1488	658
Вінниця	-36	-21	-10	-1,1	3,6	4636	1	10	39	126	320	642	1225	1493	680
Луганськ	-42	-25	-10	-1,6	5,3	4320	1	7	53	161	382	665	1038	1340	673
Дніпропетровськ	-34	-24	-9	-1,0	5,5	4200	-	9	37	127	235	457	1152	1514	669
Донецьк	-37	-24	-10	-1,8	6,2	4392	-	10	44	183	398	730	1141	1216	670
Євпаторія	-28	-16	-3	2,4	7,1	3576	-	-	-	-	6	73	426	1660	1411
Маріуполь	-31	-23	-9	-0,8	6,1	4248	-	12	52	134	248	515	1157	1454	676
Житомир	-35	-21	-9	-0,8	5,4	4608	-	5	22	103	309	616	1237	1554	762
Запоріжжя	-34	-23	-9	-0,7	5,4	4200	-	9	37	127	235	457	1152	1514	669
Ів.-Франківськ	-34	-20	-9	-0,1	5,8	4416	-	10	39	134	247	481	1212	1591	702
Ізмаїл	-25	-14	-5	1,7	6,2	3672	-	-	3	14	85	331	818	1321	1120
Кам'янець-Подільський	-33	-20	-9	-0,3	5,4	4320	-	3	18	70	258	537	1173	1458	803
Керч	-26	-15	-4	2,2	7,5	3672	1	-	2	10	77	284	866	1400	1033
Київ	-32	-21	-10	-1,1	4,3	4488	-	4	31	130	336	627	1225	1480	654
Кіровоград	-35	-21	-9	-1,0	4,8	4440	5	10	39	134	248	483	1219	1600	707
Кременчук	-35	-21	-9	-0,9	4,2	4320	-	8	44	155	376	696	1178	1086	772
Кривий Ріг	-35	-21	-9	-0,6	6,2	4272	-	9	38	129	239	465	1172	1540	680
Луцьк	-34	-20	-8	-0,2	6,3	4488	-	5	21	100	301	600	1206	1513	742
Львів	-34	-19	-7	-0,2	6,4	4392	-	-	2	20	62	458	1039	1678	1133
Мелітополь	-33	-19	-7	0	5,1	4056	-	9	36	123	227	441	1113	1461	646
Миколаїв	-30	-19	-7	0,4	5,4	4032	-	-	7	54	226	460	1050	1509	726
Нікополь	-34	-23	-8	-0,8	4,9	4104	-	9	36	124	230	446	1126	1479	654
Одеса	-29	-18	-6	1,0	8,5	3960	-	-	5	22	134	399	975	1781	644
Полтава	-37	-22	-11	-1,9	6,2	4488	5	8	45	161	391	723	1224	1128	803
Рівне	-36	-21	-9	-0,5	7,5	4584	-	5	22	102	307	613	1231	1546	758

Продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Севастополь	-22	-11	0	4,4	6,4	3288	-	-	-	-	6	-67	392	1525	1298
Сімферополь	-29	-16	-4	1,9	6,0	3792	-	-	3	15	87	341	846	1364	1136
Суми	-36	-24	-12	-2,5	5,9	4680	1	10	40	130	330	662	1263	1542	702
Тернопіль	-34	-21	-9	-0,5	5,1	4560	1	10	39	126	322	644	1231	1502	685
Ужгород	-28	-18	-7	1,6	3,6	3888	-	-	2	18	55	404	919	1484	1006
Феодосія	-25	-15	-2	2,9	6,0	3456	-	-	2	12	53	236	689	1367	1097
Харків	-36	-23	-11	-2,1	5,0	4536	-	10	46	189	411	754	1179	1255	692
Херсон	-32	-18	-7	0,6	6,2	4008	-	-	7	36	163	433	885	1555	929
Черкаси	-37	-21	-9	-1,0	-	4536	1	10	39	126	320	642	1225	1493	680
Чернігів	-34	-22	-11	-1,7	4,2	4584	1	10	39	127	324	648	1238	1510	687
Чернівці	-32	-20	-9	-0,2	5,4	4296	-	10	38	130	240	468	1179	1548	683
Ялта	-15	-6	1	5,2	4,4	3024	-	-	-	-	5	61	360	1404	1194

Таблиця 6.2 – Температура води в мережі зворотного трубопроводу ($t_{гр}=70^0C$)

Розрахункова температура зовнішнього повітря, ^{0}C	Температура зовнішнього повітря , ^{0}C									
	+10	+5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35
0	46,0	58,7	70,0	-	-	-	-	-	-	-
-1	45,2	57,3	68,4	-	-	-	-	-	-	-
-2	44,0	55,6	66,2	-	-	-	-	-	-	-
-3	42,9	54,0	64,4	-	-	-	-	-	-	-
-4	42,1	52,9	62,9	-	-	-	-	-	-	-
-5	44,4	52,0	61,5	70,0	-	-	-	-	-	-
-6	40,6	50,8	60,1	68,7	-	-	-	-		-
-7	40,0	49,9	58,9	67,6	-	-	-	-	-	-
-8	39,3	49,0	57,7	65,0	-	-	-	-	-	-
-9	38,6	47,9	56,3	64,0	-	-	-	-	-	-
-10	38,2	47,2	55,4	62,9	70,0	-	-	-	-	-
-11	37,5	46,2	54,2	61,6	68,4	-	-	-	-	-
-12	37,0	45,7	53,5	60,6	67,3	-	-	-	-	-
-13	36,5	45,1	52,8	59,8	66,3	-	-	-	-	-
-14	36,2	44,3	51,7	58,5	65,1	-	-	-	-	-
-15	35,8	43,8	51,0	57,8	64,2	70,0	-		-	-
-16	35,4	43,3	50,4	57,9	63,3	69,0	-	-	-	-
-17	34,9	42,6	49,4	55,9	62,0	67,5	-	-	-	-
-18	34,6	42,0	48,8	55,1	61,0	66,5	-	-	-	-
-19	34,2	41,5	48,1	54,3	60,1	65,5	-	-	-	-
-20	34,0	41,0	47,6	53,6	59,3	64,8	70,0	-	-	-
-21	33,6	40,7	47,0	52,9	58,5	63,8	69,0	-	-	-
-22	33,3	40,2	46,4	52,2	57,7	63,0	68,0	-	-	-
-23	33,0	39,8	45,9	51,6	57,0	62,2	67,0	-	-	-
-24	32,7	39,4	45,4	51,0	56,3	61,4	66,3	-	-	-
-25	32,5	38,9	44,8	50,4	55,6	60,6	65,4	70,0	-	-
-26	32,3	38,6	44,5	49,8	55,0	59,8	64,6	69,1	-	-
-27	32,0	38,3	44,0	49,3	54,2	59,2	63,8	68,3	-	-
-28	31,8	37,9	43,5	48,8	53,8	58,5	63,0	67,4	-	-
-29	31,5	37,6	43,1	48,3	53,2	57,8	62,4	66,6	-	-
-30	31,3	37,3	42,7	47,8	52,6	57,2	61,6	65,9	70,0	-
-31	31,1	37,0	42,3	47,4	52,1	56,6	60,9	65,2	69,2	-
-32	31,0	36,7	41,9	46,9	51,6	56,0	60,3	64,4	68,4	-
-33	30,7	36,4	41,6	46,5	51,1	55,4	59,7	63,7	67,7	-
-34	30,6	36,1	41,2	46,0	50,5	54,9	59,0	63,1	66,9	-
-35	30,3	35,9	40,9	45,6	50,1	54,3	58,5	62,4	66,3	70,0
-36	30,2	35,7	40,6	45,3	49,6	53,8	57,9	61,8	65,6	69,3
-37	30,0	35,4	40,3	44,8	49,2	53,4	57,3	61,2	64,9	68,6
-38	29,8	35,2	40,0	44,5	48,8	52,3	56,8	60,6	64,3	67,9

Таблиця 6.3 – Температура води в мережі подавального трубопроводу при температурному графіку 95…70 ^{0}C

Розрахункова температура зовнішнього повітря, ^{0}C	Температура зовнішнього повітря, ^{0}C									
	+10	+5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35
-0	57,1	76,7	95,0	-	-	-	-	-	-	-
-1	55,7	74,4	92,1	-	-	-	-	-	-	-
-2	54,0	71,8	88,7	-	-	-	-	-	-	-
-3	52,4	69,5	85,8	-	-	-	-	-	-	-
-4	51,2	67,7	83,3	-	-	-	-	-	-	-
-5	50,1	66,1	81,1	95,0	-	-	-	-	-	-
-6	48,9	64,3	78,8	92,7	-	-	-	-	-	-
-7	48,0	62,9	76,9	90,6	-	-	-	-	-	-
-8	47,0	61,5	75,0	88,1	-	-	-	-	-	-
-9	46,0	59,9	73,0	85,3	-	-	-	-	-	-
-10	45,3	58,8	71,5	83,5	95,0	-	-	-	-	-
-11	44,4	57,4	69,8	81,4	92,6	-	-	-	-	-
-12	43,7	56,5	68,5	79,8	90,7	-	-	-	-	-
-13	43,0	55,6	67,3	78,3	88,9	-	-	-	-	-
-14	42,4	54,5	65,8	76,5	86,9	-	-	-	-	-
-15	41,9	53,6	64,7	75,2	85,3	95,0	-	-	-	-
-16	41,3	52,9	63,2	73,9	83,9	93,3	-	-		
-17	40,7	51,8	62,3	72,3	82,0	91,1	-	-	-	-
-18	40,1	51,1	61,3	71,1	80,5	89,4	-	-	-	-
-19	39,6	50,3	60,3	69,9	79,1	87,8	-	-	-	-
-20	39,2	49,6	59,4	68,7	77,7	86,5	95,0	-	-	-
-21	38,7	49,0	58,5	67,6	76,4	85,0	93,4	-	-	-
-22	38,3	48,3	57,7	66,6	75,2	83,6	91,8	-	-	-
-23	37,9	47,7	56,9	65,6	74,1	82,3	90,2	-	-	-
-24	37,5	47,1	56,1	64,7	73,0	81,0	88,9	-	-	-
-25	37,1	46,5	55,3	63,8	71,9	79,8	87,5	95,0	-	-
-26	36,8	46,0	54,7	62,9	70,9	78,6	86,2	93,5	-	-
-27	36,4	45,5	54,0	62,1	69,8	77,5	84,9	92,2	-	-
-28	36,1	45,0	53,3	61,3	69,0	76,4	83,7	90,8	-	-
-29	35,8	44,5	52,7	60,5	68,1	75,4	82,6	89,5	-	-
-30	35,5	44,1	52,1	59,8	67,2	74,4	81,4	88,3	95,0	-
-31	35,2	43,6	51,5	59,1	66,4	73,4	80,3	87,1	93,7	-
-32	35,0	43,2	50,9	58,4	65,6	72,5	79,3	85,9	92,4	-
-33	34,6	42,8	50,4	57,8	64,8	71,6	78,3	84,8	91,2	-
-34	34,4	42,4	49,9	57,1	64,0	70,8	77,3	83,8	90,0	-
-35	34,1	42,0	49,4	56,5	63,3	69,9	76,4	82,7	88,9	95,0
-36	33,9	41,7	48,9	55,9	62,6	69,1	75,5	81,7	87,8	93,8
-37	33,6	41,6	48,5	55,3	61,9	68,4	74,6	80,7	86,7	92,7
-38	33,4	41,0	48,0	54,8	61,3	67,6	73,8	79,8	85,7	91,6

6.1.3 Кількість видобувних та поглинальних свердловин.

Кількість видобувних та поглинальних свердловин визначається за величиною необхідного об'єму геотермальної води та продуктивністю одної свердловини:

$$n = Q / Q_c,$$

де n– число видобувних або поглинальних свердловин;

Q – об'єм необхідного добутку геотермальних вод;

Q_c – розрахункова продуктивність видобувної свердловини:

$$Q_c = \frac{4\pi kmS}{\ln \frac{2.25at}{r_c^2}},$$

де S – зниження в свердловині (визначається як різниця між тиском на виході з свердловини та тиском на її заборі);

k – коефіцієнт фільтрації;

m – потужність пласта;

a – коефіцієнт п'єзопровідності;

t – час експлуатації геотерма;

r_c – радіус свердловини.

При розташуванні даних видів свердловин, треба враховувати, що видобувні свердловини повинні розташовуватися якомога ближче до споживача, а поглинальні – на відстані, щоб не впливати на температурний режим перших (згідно геологічним місцевостям).

6.2 Розрахунок теплообмінного обладнання геотермальних установок.

Теплообмінне обладнання призначене для здійснення передачі теплоти від гарячого теплоносія до холодного.

За принципом роботи в геотермальних установках знайшли застосування рекуперативні апарати, в яких енергія передається через розподільчу тверду стінку. Рух теплоносія в них здійснюється за трьома основними схемами:

- прямоточне – напрямок руху гарячого та холодного теплоносія співпадає;
- протитічне – напрямок руху гарячого та холодного теплоносія протилежний;
- перехреснотічне – напрямок руху гарячого та холодного теплоносія взаємно перпендикулярне.

На практиці дані типи схем об'єднують в більш складні схеми руху.

В залежності від технологічної задачі, розрахунок теплообмінної апаратури проводять за двома напрямками:

- конструкційний розрахунок – відомі витрати та параметри теплоносіїв на вході та виході. Визначають площу поверхні теплообмінника за попередньою конструкцією;
- перевірочний розрахунок – відома площа поверхні теплообміну, конструкція та частково параметри і витрати теплоносіїв (наприклад, витрати теплоносіїв і параметри їх на вході). Визначають невідомі параметри та витрати теплоносіїв (наприклад, на виході) та інші необхідні характеристики обладнання (ККД).

Тепловий розрахунок теплообмінника полягає в сумісному вирішенні рівнянь:

- теплопередачі:

$$Q = kA\left(t_1 - t_2\right) = kA\Delta t, \qquad (6.2.1)$$

де Q – тепловий потік, Вт;

k – середній коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м^2·град);

A – площа поверхні теплообміну в апараті, м^2;

t_1 , t_2 – відповідно температури гарячого та холодного теплоносіїв;

Δt – температурний напір між теплоносіями.

– теплового балансу (без врахувань втрат і фазових переходів):

$$Q = V_1\rho_1\overline{c_{p1}}\left(t_1^{'} - t_2^{''}\right) = V_2\rho_2\overline{c_{p2}}\left(t_2^{''} - t_2^{'}\right), \qquad (6.2.2)$$

де $V_1\rho_1$, $V_2\rho_2$ – масові витрати теплоносіїв, кг/с;

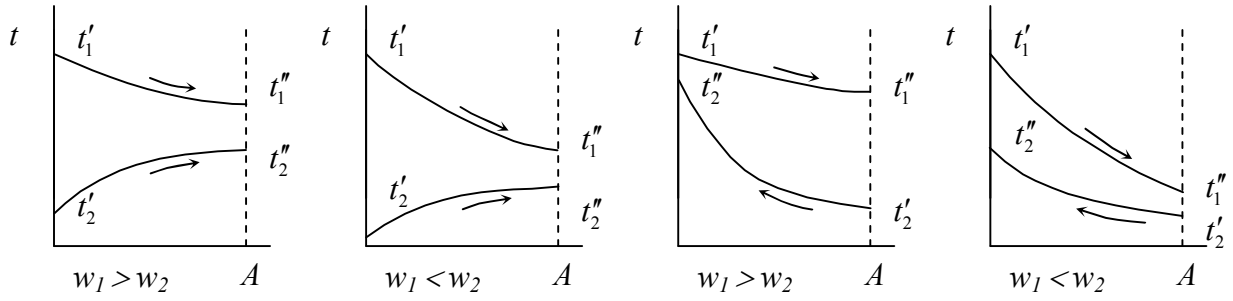
$\overline{c_{p1}}, \overline{c_{p2}}$ – питомі тепломісткості теплоносіїв в інтервалі температур від t' до t'';

t_1', t_2' – температури теплоносіїв на вході в апарат;

t_1'', t_2'' – температури теплоносіїв на виході з апарату.

На рис. 6.1 подана залежність зміни температури теплоносіїв від площі теплообміну при різних співвідношеннях їх швидкості (w_1 та w_2) та схемах протікання.

З наведених графіків випливає, що в апаратах з протитічною схемою холодний теплоносій при однакових початкових умовах нагрівається до більш високої температури ніж в прямоточних.



а) б)

Рис. 6.1 Залежність кінцевих температур при прямоточній (а) та протитічній (б) схемах теплообміну

Оскільки Δt має постійне значення тільки для елементарної площини течії, то тепловий потік через всю поверхню буде становити:

$$Q = \int_0^A kdA\Delta t_c = kA\Delta t_{cp}\,, \qquad (6.2.3)$$

де t_{cp} – середній логарифмічний температурний напір для всієї поверхні нагрівання.

Якщо в будь-який час температура гарячого теплоносія складає *t'*, а відповідно температура холодного *t"*, то напір буде становити $\tau = t' - t''$. Тоді кількість теплоти через елементарну площадку $\delta Q = kdA\tau$, та $\delta Q = -m_1\overline{c}_{p1}dt' = m_2\overline{c}_{p2}dt''$, або $dt' = -\dfrac{\delta Q}{m_1\overline{c}_{p1}}$ та $dt'' = \dfrac{\delta Q}{m_2\overline{c}_{p2}}$. Тоді:

$$d\tau = -\frac{\delta Q}{m_1\overline{c}_{p1}} - \frac{\delta Q}{m_2\overline{c}_{p2}},$$

або

$$\delta Q = -\frac{d\tau}{\dfrac{1}{m_1\overline{c}_{p1}} + \dfrac{1}{m_2\overline{c}_{p2}}} = -\frac{d\tau}{n} \qquad (6.2.4)$$

З рівняння теплопередачі маємо:

$$-\frac{d\tau}{n} = kdA\tau$$

$$-\frac{d\tau}{\tau} = kdAn$$

Якщо ліву частину проінтегрувати в межах від $\tau_1 = t_1' - t_2'$ до $\tau_2 = t_1'' - t_2''$, а праву від *0* до *A*, то отримаємо:

$$-\int_{\tau_1}^{\tau_2} \frac{d\tau}{\tau} = nk\int_0^A dA$$

$$n = \frac{\ln(\tau_1 / \tau_2)}{kA} \qquad (6.2.5)$$

Проінтегруємо рівняння (6.2.4) і підставимо значення *n*:

$$Q = kA\frac{\tau_1 - \tau_2}{\ln\frac{\tau_1}{\tau_2}} \qquad (6.2.6)$$

Порівнюючи рівняння (6.2.3) та (6.2.6) маємо

$$\Delta t_{cp} = \frac{\tau_1 - \tau_2}{\ln\frac{\tau_1}{\tau_2}} = \frac{(t_1' - t_2'') - (t_2'' - t_1')}{\ln\frac{t_1' - t_2''}{t_1'' - t_2'}}$$

Тоді площа теплообмінника складе:

$$A = \frac{Q}{k\frac{(t_1' - t_2'') - (t_1'' - t_2')}{\ln\frac{t_1' - t_2''}{t_1'' - t_2'}}}.$$

Перевірочний розрахунок проводиться за наступною схемою:

а) прямоточна схема.

Кількість теплоти (без врахування втрат), що передається через елементарну площадку складе:

$$\delta Q = W_1(-dt_1) \text{ та } \delta Q = W_2(dt_2),$$

де W_1, W_2 – умовний еквівалент гарячого та холодного теплоносія ($W = V\rho\overline{c}_p$).

Тоді $d(t_1 - t_2) = -\delta Q\left(\frac{1}{W_1} + \frac{1}{W_2}\right)$

Використовуючи рівняння теплопередачі ($\delta Q = k(t_1 - t_2)dA$), отримаємо:

$$\frac{d(t_1-t_2)}{t_1-t_2}=-kdA\left(\frac{1}{W_1}+\frac{1}{W_2}\right) \qquad (6.2.7)$$

Проінтегруємо 6.2.7:

$$\ln\frac{t_1''-t_2''}{t_1'-t_2'}=-\left(\frac{1}{W_1}+\frac{1}{W_2}\right)kA$$

або

$$\frac{t_1''-t_2''}{t_1'-t_2'}=\exp\left[-\left(\frac{1}{W_1}+\frac{1}{W_2}\right)kA\right]$$

Щоб отримати кінцеві значення температури робочих теплоносіїв віднімемо від одиниці обидві частини рівності:

$$1-\frac{t_1''-t_2''}{t_1'-t_2'}=1-\exp\left[-\left(\frac{1}{W_1}+\frac{1}{W_2}\right)kA\right],$$

або

$$\left(t_1'-t_1''\right)-\left(t_2'-t_2''\right)=\left(t_1'-t_2'\right)\left(1-\exp\left[-\left(\frac{1}{W_1}+\frac{1}{W_2}\right)kA\right]\right) \qquad (6.2.8)$$

Із рівняння теплового балансу $t_2''-t_2'=\frac{W_1}{W_2}\left(t_1'-t_1''\right)$ або $t_2'-t_2''=-\frac{W_1}{W_2}\left(t_1'-t_1''\right)$.

Підставимо дане значення в (6.2.8) і отримаємо:

– для гарячого теплоносія:

$$t_1'-t_1''=\left(t_1'-t_2'\right)\frac{1-\exp\left[-\left(1+\frac{W_1}{W_2}\right)\left(\frac{kA}{W_1}\right)\right]}{1+\frac{W_1}{W_2}}=\left(t_1'-t_2'\right)\phi_{прям}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right);$$

– для холодного теплоносія:

$$t_2'-t_2''=\left(t_1'-t_2'\right)\left(\frac{W_1}{W_2}\right)\phi_{прям}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right).$$

Тоді кількість теплоти, що передається, буде становити:

$$Q = W_1\left(t_1^{'} - t_1^{''}\right) = W_1\left(t_1^{'} - t_2^{'}\right)\phi_{прям}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right).$$

Функція $\phi_{прям}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right)$ визначається за допомогою таблиці 6.4.

б) протитічна схема.

Проведення аналогічних за методикою розрахунків дає значення кінцевих температур:

– для гарячого теплоносія:

$$t_1' - t_1'' = (t_1' - t_2')\frac{1 - \exp\left[-\left(1 - \frac{W_1}{W_2}\right)\left(\frac{kA}{W_1}\right)\right]}{1 - \frac{W_1}{W_2}\exp\left[-\left(1 - \frac{W_1}{W_2}\right)\left(\frac{kA}{W_1}\right)\right]} = (t_1' - t_2')\phi_{прот}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right);$$

Таблиця 6.4 – Значення функції $\psi_{прям}$

W_1/W_2	Значення функції $\psi_{прям}$ при kA/W_1 , що дорівнює							
	1/30	1/10	1/3	1/2	1	2	3	∝
0	0,033	0,1	0,28	0,39	0,63	0,86	0,98	1,00
0,01	0,033	0,1	0,28	0,39	0,63	0,86	0,95	0,99
0,05	0,033	0,1	0,28	0,39	0,62	0,84	0,91	0,95
0,1	0,033	0,1	0,28	0,38	0,61	0,81	0,89	0,91
0,2	0,033	0,1	0,27	0,38	0,58	0,76	0,81	0,83
0,5	0,033	0,1	0,26	0,35	0,52	0,63	0,66	0,67
1,0	0,033	0,09	0,25	0,32	0,43	0,49	0,50	0,50
2,0	0,033	0,09	0,21	0,26	0,32	0,33	0,33	0,33
5,0	0,032	0,08	0,14	0,16	0,17	0,17	0,17	0,17
10,0	0,028	0,06	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
20,0	0,024	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
50,0	0,016	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
100,0	0,009	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
∝	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

– для холодного теплоносія:

$$t_2^{'} - t_2^{''} = \left(t_1^{'} - t_2^{'}\right)\left(\frac{W_1}{W_2}\right)\phi_{прот}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right);$$

Кількість теплоти, що передається:

$$Q = W_1\left(t_1^{'} - t_2^{'}\right)\phi_{прот}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right).$$

Значення функції $\phi_{прот}\left(\frac{W_1}{W_2};\frac{kA}{W_1}\right)$ визначається за допомогою таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Значення функції $\psi_{прот}$

W_1/W_2	Значення функції $\psi_{прот}$ при kA/W_1, що дорівнює							
	1/30	1/10	1/3	1/2	1	2	3	∝
0	0,033	0,1	0,28	0,39	0,63	0,86	0,95	1,0
0,01	0,033	0,1	0,28	0,39	0,63	0,86	0,95	1,0
0,05	0,033	0,1	0,28	0,39	0,62	0,86	0,94	1,0
0,1	0,033	0,1	0,28	0,38	0,61	0,85	0,94	1,0
0,2	0,033	0,1	0,28	0,38	0,60	0,83	0,93	1,0
0,5	0,033	0,1	0,26	0,36	0,57	0,78	0,89	1,0
1,0	0,033	0,1	0,25	0,34	0,51	0,68	0,77	1,0
2,0	0,033	0,09	0,23	0,29	0,39	0,46	0,49	0,5
5,0	0,032	0,08	0,16	0,18	0,2	0,2	0,2	0,2
10,0	0,028	0,06	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
20,0	0,024	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
50,0	0,016	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
100,0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
∝	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

в) перехреснотічна схема.

Для її розрахунку необхідно знати площу теплообміну, коефіцієнт теплопередачі k, умовні еквіваленти W_1 та W_2,, початкові температури $t_1^{'}$ та $t_2^{'}$. Якщо припустити, що температура робочих теплоносіїв змінюється за лінійним законом:

$$Q = kA\left[\left(\frac{t_1^{'} + t_1^{''}}{2}\right) - \left(\frac{t_2^{'} + t_2^{''}}{2}\right)\right],$$

а $t_1^{''} = t_1^{'} - Q/W_1$ (гарячий теплоносій) і $t_2^{''} = t_2^{'} + Q / W_2$ (холодний теплоносій), маємо:

$$Q = kA\left[\left(\frac{t_1' + t_1' - \frac{Q}{W_1}}{2}\right) - \left(\frac{t_2' + t_2' + \frac{Q}{W_2}}{2}\right)\right] = kA\left(t_1' - \frac{Q}{2W_1} - t_2' - \frac{Q}{2W_2}\right) = \frac{t_1' - t_2'}{\frac{1}{kA} + \frac{1}{2W_1} + \frac{1}{2W_2}}$$

Значення $t_1^{"}$ та $t_2^{"}$ визначають з отриманих значень кількості теплоти.

6.2.1 Розрахунок потужності насоса для закачування теплоносія в поглинаючу свердловину.

Потужність насосу складає:

$$N = \frac{\gamma Q P}{102\eta},$$

де γ - густина термальної води;

Q – витрати геотермальної води;

η – ККД насосу;

P – тиск на вході в поглинаючу свердловину:

$$P = \frac{Q_{доб}}{2\pi km} \ln \frac{1.5\sqrt{at}}{r_c},$$

де $Q_{доб}$ – добові витрати вод, що закачуються в пласт;

k – коефіцієнт фільтрації;

m – потужність пласта;

a – коефіцієнт п’єзопровідності колектора;

t – час роботи свердловини;

r_c – радіус свердловини.

6.3 Приклади розрахунків

Дано: теплообмінник типу “труба в трубі”; температура води на вході $t'_1=95^0C$, її витрати $m_1=1кг/с$ і вона рухається у внутрішній трубі ($d_2/d_1 = 40/37мм$). Теплопровідність стальної труби $\lambda=50Вт/мК$. Температура води, що нагрівається $t'_2=15^0C$, на виході $t''_2=50^0C$. Внутрішній діаметр зовнішньої труби теплообмінника 54 мм, витрати $m_2=1,1кг/с$. Втрати теплоти у зовнішнє середовище не враховуються.

Визначити: площу поверхні нагрівання.

1. Кількість теплоти, що передається:

$$Q = m_2 C_{p2}\left(t''_2 - t'_2\right) = 1,1\cdot 4190\left(50-15\right) = 161315Вт$$

2. Температура води, що нагріває на виході апарата:

$$t''_1 = t'_1 - \frac{Q}{m_1 C_{p1}} = 95 - \frac{161315}{1\cdot 4190} = 56,5^0\,C$$

Середня температура теплоносія:

$$\overline{t_1} = \frac{t'_1 + t''_1}{2} = \frac{95+56,5}{2} = 75,8^0 C$$

$$\left(\rho_1 = 977кг/м^3, \nu_1 = 0,385\cdot 10^{-6} м^2/с, \lambda_1 = 0,672Вт/м\cdot град, a_1 = 1,64\cdot 10^{-7} м^2/с, Pr_1 = 2,36\right)$$

Середня температура води, що нагрівається:

$$\overline{t_2} = \frac{t'_2 + t''_2}{2} = \frac{50+15}{2} = 32,5^0 C$$

$$\left(\rho_2 = 996,5кг/м^3, \nu_2 = 0,762\cdot 10^{-6} м^2/с, \lambda_2 = 0,622Вт/м\cdot град, a_2 = 1,493\cdot 10^{-7} м^2/с, Pr_2 = 5,16\right)$$

3. Швидкість руху:

– води, що нагріває:

$$\omega_1 = \frac{4m_1}{\rho_1 \pi d_1^2} = \frac{4\cdot 1}{977\cdot 3,14\cdot 0,037^2} = 0,952м/с;$$

– води, що нагрівається:

$$\omega_2 = \frac{4m_2}{\rho_2 \pi\left(D^2 - d_2^2\right)} = \frac{4\cdot 1,1}{996,5\cdot 3,14\cdot\left(0,054^2 - 0,04^2\right)} = 1,07м/с$$

4. Число Рейнольдса для води, що нагріває:

$$\mathrm{Re}_1 = \frac{\omega_1 d_1}{\nu_1} = \frac{0,952 \cdot 0,037}{0,385 \cdot 10^{-6}} = 91490$$

5. Коефіцієнт тепловіддачі від води, що нагріває до труби:

$$Nu_1 = 0,021 \mathrm{Re}_1^{0,8}\, \mathrm{Pr}_1^{0,43} \left(\frac{\mathrm{Pr}_1}{\mathrm{Pr}_{cm1}}\right)^{0,25} \varepsilon_c = 0,021 \cdot 91490^{0,8} \cdot 2,36^{0,43} \left(\frac{2,36}{3,33}\right)^{0,25} \cdot 1 = 259,6$$

де ε_c – поправочний коефіцієнт, $\varepsilon_c = 1$ при $l/d > 50$;

Температура стінки $t_{cm1} = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{75,8 + 32,5}{2} = 54,2^0 \rightarrow \mathrm{Pr}_{cm1} = 3,33$

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_1}{d_1} = \frac{259,6 \cdot 0,672}{0,037} = 4715 \frac{Вт}{м^2 К}$$

6. Число Рейнольдса для води, що нагрівається:

$$\mathrm{Re}_2 = \frac{\omega_2 d_{ек}}{\nu_2} = \frac{\omega_2 (D - d_2)}{\nu_2} = \frac{1,07 \cdot (0,054 - 0,04)}{0,762 \cdot 10^{-6}} = 19659$$

Покладаючи, що $t_{cm2} = t_{cm1}$ маємо $Pr_{cm2} = 3,33$

7.Коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до води, що нагрівається:

$$Nu_2 = 0,021 \mathrm{Re}_2^{0,8}\, \mathrm{Pr}_2^{0,43} \left(\frac{\mathrm{Pr}_2}{\mathrm{Pr}_{cm2}}\right)^{0,25} \varepsilon_c = 0,021 \cdot 19659^{0,8} \cdot 5,16^{0,43} \left(\frac{5,16}{3,33}\right)^{0,25} \cdot 1 = 129,14$$

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \lambda_2}{d_{ек}} = \frac{129,14 \cdot 0,622}{0,014} = 5737,5 \frac{Вт}{м^2 К}$$

8. Коефіцієнт теплопередачі для апарата:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 d_{вн}} + \frac{1}{2\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 d_{зов}}} = \frac{1}{\frac{1}{4715 \cdot 0,037} + \frac{1}{2 \cdot 50} \ln \frac{0,04}{0,037} + \frac{1}{5737,5 \cdot 0,04}} = 92,6 \frac{Вт}{м^2 К}$$

9. Середня логарифмічна різниця температур:

$$\Delta t_{ср} = \frac{(t_1' - t_2'') - (t_2'' - t_1')}{\ln \frac{t_1' - t_2''}{t_1'' - t_2'}} = \frac{(95 - 50) - (56,5 - 15)}{\ln \frac{95 - 50}{56,5 - 15}} = 43,2^0 C$$

10. Поверхнева щільність теплового потоку на 1м труби:

$$q_1 = k \Delta t_{ср} = 92,6 \cdot 43,2 = 4000,3 \ Вт/м$$

11. Довжина труби теплообмінника:

$$l = Q/q_1 = 161315/4000,3 = 40,3 м$$

12. Площа поверхні нагрівання:

$$A=\pi d_1 l=3,14\cdot 0,037\cdot 40,3=4,7м^2$$

При прямоточному теплообміні.

1. Середня логарифмічна різниця температур:

$$\Delta t_{ср}=\frac{\left(t_1'-t_2'\right)-\left(t_1''-t_2''\right)}{\ln\frac{t_1'-t_2'}{t_1''-t_2''}}=\frac{\left(95-15\right)-\left(56,5-50\right)}{\ln\frac{95-15}{56,5-50}}=29,3^0C$$

2. Щільність теплового потоку:

$$q_1=k\Delta t_{ср}=92,6\cdot 29,3=2713,18\ Вт/м$$

3. Довжина труби теплообмінника:

$$l=Q/q_1=161315/2713,18=59,5м$$

4. Площа поверхні нагрівання:

$$A=\pi d_1 l=3,14\cdot 0,037\cdot 59,5=6,9м^2$$

Порівняння : при прямоточному площа на 46,8% більша.

Визначення кінцевих температур теплоносіїв.

Дано: об'єм бака-акумулятора 2м^3, час охолодження 5 годин. Початкова $t_1'=95^0C$, $\rho_1=962,8кг/м^3$. Початкова температура води, що нагрівається $t_1''=15^0C$, $m_1=1,1м^3/год$, $к=92,6\ Вт/м^2К$, $A=6,9м^2$.

Визначити: кінцеві температури рідин, витрати теплоти при прямо току.

1. Визначення числових значень умовних еквівалентів:

$$W_1=V_1\rho_1 c_{p_1}=\frac{2}{5}962,8\frac{4190}{3600}=448,21\frac{Вт}{К}$$

$$W_2=V_2\rho_2 c_{p_2}=1,1\cdot 1000,7\cdot\frac{4190}{3600}=1281,2\frac{Вт}{К}$$

$$W_1/W_2=448,21/1281,2=0,35$$

$$kA/W_1=92,6\cdot 6,9/448,21=1,43$$

$$\psi_{прям}(0,35;1,4)=0,61$$

2. Температура гарячого теплоносія:

$$t= (t_1^{'} - t_1^{''}) \psi_{прям}=(95-15)0,61=48,8^0C$$

$$t_1''=95-48,8=46,2^0C$$

3. Витрати теплоти:

$$Q=W_1(t_1^{'} - t) = 448,21(95-46,2)=21872,65\ Вт$$

4. Кінцева температура води, що нагрівається:

$$t_2^{''} - t_2^{'} = \frac{Q}{W_2} = \frac{21872,65}{1281,2} = 17,1^0C$$

$$t_2^{''} = 15 + 17,1 = 32^0C$$

Протиток: при попередніх показниках $\psi_{прот}(0,35;1,4)=0,67$

1. $t= (t_1'-t_1'') \psi_{прот}=(95-15)0,67=53,6^0C \quad t_1''=95-53,6=41,4^0C$
2. $Q=W_1(t_1'- t_1'') = 448,21(95-41,4)=21024,1\ Вт$
3. $t_2'' - t_2' = \frac{Q}{W_2} = \frac{21024,1}{1281,2} = 18,8^0C$ $t_2^{''} - t_2^{'} = \frac{Q}{W_2} = \frac{24024,1}{1281,2} = 18,8^0C$

$t_2^{''} = 15 + 18,8 = 33,8^0C$

Протиток збільшує на 9,8% передачу теплоти при рівних вихідних показниках.

Контрольні питання до глави 6.

1. За якими показниками класифікуються термальні води?
2. За якими схемами проводиться використання термальних вод для теплофікаційних потреб?
3. При яких умовах застосовують прямого використання термальних вод?
4. Опишіть відкриті системи геотермального теплопостачання?
5. Опишіть закриті системи геотермального теплопостачання?
6. Як визначити кількість видобувних та поглинальних свердловин?
7. За якими схемами здійснюється рух теплоносія в рекуперативних теплообмінниках?
8. В чому полягає тепловий розрахунок теплообмінника?
9. Від яких чинників залежить потужності насоса для закачування теплоносія в поглинаючу свердловину?

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

1. ГКД 340.000.001 – 95. Визначення економічної ефективності капітальних викладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. Міненерго України. –К.: 1995.– 34с.

2. ГКД 340.000.002 – 97. Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Методика. Энергосистемы и электрические сети. Міненерго України. –К.: 1997.– 54с.

3. Визначення основних показників економічної ефективності капітальних вкладень в будівництво вітрових електростанцій. Методика. –К.: 2003.– 34с.

4. Орлов П.И. Основы конструирования: Справочно-методическое пособие. В 2-х томах. – М.: Машиностроение, 1988. – 560с.

5. ГОСТ 15.001 – 88. Продукция производственного технического назначения. Изд-во стандартов, 1988.

6. ДСТУ 3896 – 99. Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1999. – 21с.

7. Ветроэнергетика (п/р Д. де Рензо – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 272с.

8. Погоржельский Н.В., Кажинский Б.Б., Рощин К.Л. Деревометаллические ветродвигатели. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1949. – 140с.

9. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 200с.

10. Сафонов В.А., Белопольский В.А., Смирнов С.Б. Некоторые вопросы конструирования и экспериментальных режимов работы ветроэлектроустановок с горизонтальной осью вращения: учебное пособие.– Севастополь: СНИЯЭиП, 2004. – 208с.

11. Фатеев Е.М. Ветродвигатели и ветроустановки. М.: Госиздат с.х. лит. 1957.– 538с.

12. Бетц Альберт. Энергия ветра и ее использование посредством ветряных двигателей. – Харьков: ГосНТИ Украины, 1933. – 76с.

13. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн.1. Ветроэлектрогенераторы. – Харьков: Нац.аэрокосм. ун-т «Харьков. авиац. инст», Севастополь: Севаст. Нац. техн. ун-т, 2003– 400с.

14. Шефтер Я.И., Рождественский И.В. Ветронасосные и ветроэлектрические агрегаты. –М.:Колос. 1967. – 376с.

15. СНиП 2.01.07–85 Нагрузки и воздействия.–М.:ЦИТП, 1987.-с.64.

16. Амерханов Р.А. Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии. –М.:Колос, 2003. – 532с.

17. ДСТУ 2275 – 93 Енергоощадність. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Терміни та визначення. –К.:Держстандарт України, 1994. – 52с.

18. Бекман У., Клейн С., Даффи Дж. Расчет систем теплоснабжения. –М.: Энергоиздат, 1982. – 80с.

19. Авезов Р.Р., Азимов С.А., Хожиев К. Методика теплового расчета двухконтурной системы солнечного теплоснабжения //Гелиотехника. –1983.– №3.– с,42…47.

20. Громов В.И., Флексер Я.Н. Сельские гидроэлектростанции. –М.: Госиздат с.х. лит., 1956,– 504с.

21. СНиП 2.06.01 – 86 Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования. Госстрой СССР. –М.:ЦИТП, 1987.-с.70.

22. Семененко И.В. Проектирование биогазовых установок. – Сумы: «Мак-Ден», 1996. – 347с.

23. Баадер В, Доче Е., Брендерфер М. Биогаз. Теория и практика.. – М.: Колос, 1982. –256с.

24. Кудін С.М. Сільські гідроелектростанції. –К.: Держ.видав. буд. І архіт.,1959. – 250с.

25. Кузнецов Н.К., Златковский А.П. Сельскохозяйственные гидроэлектростанции. – М.: Сельхозгиз, 1948. –316с.

26. Голоднов Ю.М., Пиковский А.В. Генераторы для ветровых, малых гидравлических и приливных электростанций. Итоги науки и техники. Серия «Нетрадицион. и возобнов. источн. энергии». Т.3.–М.: ВИНИТИ, 1992, – с.104.

27. Златковский А.П. Электрооборудование сельских электрических установок. – М.: Госиздат с.х.лит.,1957. – 436с.

28. Методичні вказівки до виконання курсової роботи з біотехнології. (Білоцерківський ДАУ) . – Біла Церква, 2004. – 18с.

29. Кремнев О.А., Журавленко В.Я., Шурчков А.В. Технико-экономическая оценка систем геотермального теплоснабжения /В кн. Изучение и использование глубинного тепла Земли/. –М.: Наука,1973. – с.60…68.

30. ВСН 56-87 Геотермальное теплохладоснабжение жилых и общественных зданий и сооружений. Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1989. –с.56.

31. Забарный Г.Н., Шурчков А.В., Новицкая Е.Г., Задорожная А.А. Методика и результаты расчетов объемов добычи термальных вод, необходимых для покрытия тепловых нагрузок в системах геотермального теплоснабжения. – К.: Инст. ТТФ НАНУ.1998.–56с..

32. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача. – М.: Высшая школа,1980.– 469с.