

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
МИКОЛАЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерно-енергетичний факультет

Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Генеруючі агрегати і станції

методичні рекомендації

для виконання практичних робіт здобувачами першого (бакалаврського) рівня вищої освіти ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми здобуття вищої освіти

Миколаїв
2026

УДК 621.311.2

Г34

Рекомендовано до друку науково-методичною комісією Інженерно-енергетичного факультету Миколаївського національного аграрного університету (протокол № 6 від 17.03.2026 р.).

Укладач:

Андрій РУДЕНКО – асистент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет

Рецензенти:

Олексі САДОВИЙ - канд. тех. наук доцент, завідувач кафедри агроінженерії, Миколаївський національний аграрний університет.

Андрій СТАВИНСЬКИЙ – д-р техн. наук, професор, зав. кафедрою електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет

© Миколаївський національний
аграрний університет, 2026

ВСТУП

Сучасні електроенергетичні системи базуються на використанні різноманітних генеруючих агрегатів та електростанцій, які забезпечують стабільне та ефективне постачання електроенергії. Вивчення принципів їх роботи, конструктивних особливостей, методів керування та експлуатації є необхідним для майбутніх фахівців у галузі енергетики.

Мета виконання практичних робіт – закріпити теоретичні знання студентів щодо роботи генеруючих агрегатів та електростанцій, розвинути практичні навички аналізу їхніх характеристик, розрахунку основних параметрів та моделювання процесів генерації електроенергії.

Під час виконання робіт студенти ознайомляться з принципами функціонування парових і газотурбінних установок, гідроелектростанцій, вітроенергетичних та сонячних електростанцій, а також із сучасними підходами до підвищення їхньої ефективності. Особлива увага приділяється питанням енергоефективності, автоматизації та інтеграції відновлюваних джерел енергії у загальну енергосистему.

Практичні роботи спрямовані на формування у студентів навичок аналізу реальних експлуатаційних режимів генеруючих агрегатів, їх взаємодії з енергосистемою, розрахунку електричних навантажень та оцінки ефективності роботи енергетичних установок.

Виконання завдань дозволить студентам застосувати отримані знання у майбутній професійній діяльності, що сприятиме підготовці висококваліфікованих спеціалістів у сфері енергетики та електромеханіки.

ЗМІСТ

ПРАКТИЧНА РОБОТА №1 БУДОВА І ФУНКЦІОНУВАННЯ ГЕЛІОСИСТЕМ. РОЗРАХУНОК ГЕЛІОСИСТЕМ.....	5
ПРАКТИЧНА РОБОТА №2 РОЗРАХУНОК ВІТРОГЕНЕРАТОРА.....	16
ПРАКТИЧНА РОБОТА №3 ПРИЛИВНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, МАЛІ ГЕС: ПРИНЦИП РОБОТИ І РОЗРАХУНОК.....	24
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4 «ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ. РОЗРАХУНОК ГЕОТЕРМАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК. ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ОКЕАНІВ».....	30
ПРАКТИЧНА РОБОТА №5 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ СХЕМ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС І АЕС.....	36
ПРАКТИЧНА РОБОТА №6 ДОПОМІЖНЕ ТЕПЛООБМІННЕ ОБЛАДНАННЯ ТЕС І АЕС.....	38

ПРАКТИЧНА РОБОТА №1

БУДОВА І ФУНКЦІОНУВАННЯ ГЕЛІОСИСТЕМ. РОЗРАХУНОК ГЕЛІОСИСТЕМ

Мета роботи: ознайомитися з особливостями будови і функціонування різних видів геліосистем; навчитися розраховувати вакуумні трубчасті та плоскі сонячні колектори.

1.1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА.

Геліосистема – це система використання сонячної енергії для нагріву води, яка складається з наступних основних компонентів:

- колектор (встановлюється на покрівлі);
- бак накопичувач (акумулятор тепла об'ємом 150-600 л);
- рама для кріплення колектора.

Існує безліч різних сонячних колекторів, призначених для нагрівання води. Все різноманіття сонячних колекторів можна розділити на наступні типи: плоскі сонячні колектори і вакуумні трубчасті колектори.



Рис. 1.1 – Плаский сонячний колектор

Плаский сонячний колектор. Простим і найбільш дешевим способом використання сонячної енергії є нагрів побутової води в так званих плоских сонячних колекторах. Плаский сонячний колектор (рис. 1.1) є теплоізольованим з тильного боку і боків ящиком, всередині якого поміщена теплопоглинальна металева або пластикова панель, забарвлена в темний колір (або покрита спеціальним оптичним селективним покриттям, що добре поглинає сонячне випромінювання і мало випромінює в інфрачервоному спектрі).

Абсорбер закритий згори світлопрозорим обгороджуванням (один або два шари скла або прозорого, стійкого від впливу ультрафіолету пластика). Панель є теплообмінником, по каналах якого прокачується вода, що нагрівається. Вода прямує в тепло ізольований бак, гідравлічно-сполучений з сонячним колектором.



Рис. 1.2 – Вакуумний трубчастий колектор

Вакуумний трубчастий колектор. Як і пласкі сонячні колектори, вакуумні трубчасті колектори перетворюють сонячну енергію, що падає, на тепло. Сонячне випромінювання потрапляє всередину вакуумної скляної трубки, тут і відбувається перетворення енергії сонячного випромінювання в теплову енергію (рис. 1.2). Фактично, втрат тепла в довкілля не відбувається, так як вакуум – найгірший провідник тепла. Вакуум підтримується між зовнішнім покриттям із скла і теплопоглинальним шаром.

Завдяки вакууму мінімізуються теплові втрати, і різко знижується залежність ККД колектора від різниці температур (між температурою колектора і температурою зовнішнього повітря).

Геліосистеми можуть бути одноконтурні або двоконтурні з природною або з примусовою циркуляцією теплоносія (вода або спеціальна рідина).

У одноконтурних системах в сонячні колектори поступає і нагрівається саме та вода, яка витрачається з бака-акумулятора.

У двоконтурних системах в контурі сонячних колекторів знаходиться спеціальний теплоносій (зазвичай незамерзаюча нетоксична рідина з антикорозійними і антиспінювальними присадками або підготовлена вода), при цьому теплова енергія від теплоносія передається воді за допомогою теплообмінника

(спіральна труба в баку – «змійовик», зовнішній теплообмінний апарат або «бак в баку»).

Системи з природною циркуляцією теплоносія.

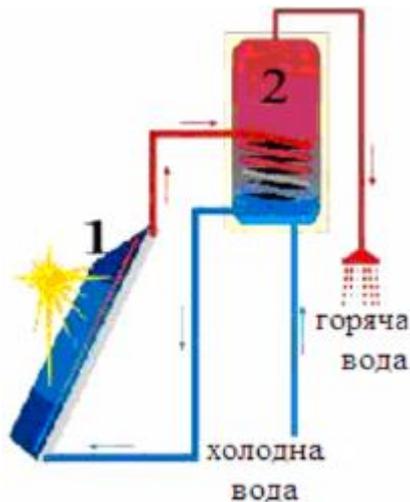


Рис. 1.3 – Системи з природною циркуляцією теплоносія:

1 – колектор; 2 – бак-акумулятор (бак-бойлер)

Принцип роботи систем з *природною циркуляцією теплоносія*: розігрітий теплоносій (маючи нижчу щільність) спрямовується у верхню частину колектора, внаслідок чого виникає різниця гідростатичних тисків; якщо колектор підключити до бака, який знаходиться вище за нього, то виникне мимовільна циркуляція теплоносія, швидкість якої залежить від конструкції колектора, інтенсивності сонячного випромінювання і швидкості охолодження в теплообміннику(рис. 1.3).

Системи з примусовою циркуляцією теплоносія.

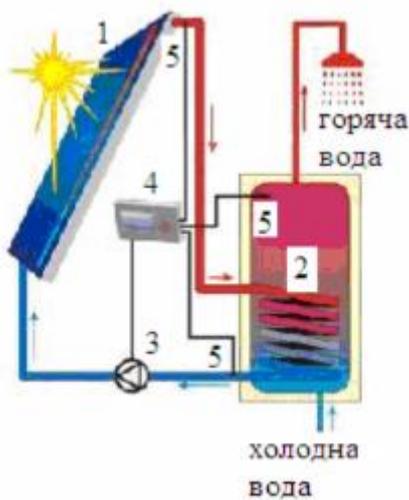


Рис. 1.4 – Системи з примусовою циркуляцією теплоносія: 1 – колектор; 2 – бак-акумулятор (бакбойлер); 3 – циркуляційний насос; 4 – контролер (блок управління); 5 – датчики температури

У системах з примусовою циркуляцією в контур колекторного круга включається малопотужний циркуляційний насос, який примушує циркулювати теплоносій. Його роботою управляє спеціальний контролер. Споживана потужність насоса, незрівняно мала з тепловою енергією, яка виробляється системою (рис. 1.4).

Ключовими чинниками при виборі системи є: можлива температура повітря в найхолодніший період року і кількість ясних сонячних днів. Системи з природною циркуляцією набули поширення в країнах з теплим кліматом.

Переваги геліосистем: сонячна енергія безкоштовна; тривалий термін експлуатації – 25 років; автономність (для літніх сонячних систем без використання електроенергії); низька собівартість отриманої теплової енергії; використовується екологічно чиста невичерпна енергія сонця.

1.2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

1.2.1. Розрахунок кількості плоских сонячних колекторів, згідно з варіантом завдання, використовуючи розрахункову схему наведену в додатку 2.

Значення вихідних величин наведено у табл. 1.1.

Таблиця 2.1 – Вихідні данні для розрахунку кількості плоских сонячних колекторів

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кількість людей в сім'ї, люд.	2	3	4	5	4	3	2	5	6	4
Місто проживання	Київ	Дніпро	Чернігів	Херсон	Харків	Львів	Одеса	Луцьк	Ужгород	Рівно
Добова потреба у воді, люд/доба	30	40	50	30	40	50	30	40	50	30
Необхідна міра заміщення традиційної енергетики, %	45	60	70	5	60	70	45	60	70	45
Орієнтація колектора	сх/зах	півд. сх./півд	півд.	сх/зах	півд. сх./півд	півд.	сх/зах	півд. сх./півд	півд.	сх/зах
Кут нахилу колектора, °	30/45	60	60	30/45	30/45	60	60	30/45	30/45	60

1.2.2. Розрахунок кількості трубок для вакуумного сонячного колектора Aтаba.

Необхідно забезпечити гарячою водою сім'ю з n чоловік, що проживають в певному місті, при середньодобовій потребі кожного з них V_x , м³/люд. Середня температура води, що входить, складає $t_{п}$ °С, необхідна кінцева температура – $t_{к}$, °С; здатність поглинання енергії сонця сонячним колектором Aтаba складає Y %, площа поглинання – $S_{тр}$, м².

Розрахунок проводиться за наступним алгоритмом:

- визначення об'єму ємності нагрівача:

$$V_H = 1,5(nV_x) \quad (1.1)$$

де V_H – об'єм колектора ємності, м³

n – кількість людей в сім'ї, люд.

V_x – середньодобова потреба у воді кожного члена сім'ї, м³/люд

- визначення температурного перепаду:

$$T_T = t_k - t_n \quad (1.2)$$

де t_k – кінцева температура води, °С;

t_n – початкова температура води, °С.

Розраховуємо кількість енергії, необхідної для нагрівання потрібної кількості води з урахуванням того, що для нагріву одного літра води на один градус потрібно витратити енергію рівну 1 ккал.

$$G = V_H T_T \quad (1.3)$$

Для переведення цієї енергії в кВт·год скористаємося наступною формулою:

$$GB = \frac{G}{859,8} \quad (1.4)$$

(1 кВт·год = 859,8 ккал)

Визначимося з кількістю енергії, яка може поглинатися і перетворюватися в тепло сонячними колекторами Атаба.

Визначаємо середньомісячне значення сонячної радіації (G_x) для вказаного міста (додаток 3).

Розраховуємо кількість енергії, здатну акумулюватися однією трубкою сонячного колектора за формулою:

$$G_{mp} = G_x Y S_{mp} \quad (1.5)$$

де Y – кількість сонячної енергії, здатна поглинатися цією маркою колектора, %

S_{mp} – площа поглинання вакуумної трубки цього колектора, м².

- визначаємо необхідне число трубок.

$$N = \frac{GB}{G_{mp}} \quad (1.6)$$

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Вихідні данні для розрахунку кількості трубок для вакуумного сонячного колектора

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кількість людей в сім'ї, люд.	2	3	4	5	4	3	2	5	6	4
Місто проживання	Київ	Дніпро	Чернігів	Херсон	Харків	Львів	Одеса	Луцьк	Ужгород	Рівно
Добова потреба у воді, м ³ /люд	30	40	50	30	40	50	30	40	50	30
t_n , °C	12	14	16	11	13	15	12	14	16	13
t_k , °C	55	60	57	59	62	65	64	63	58	60
Y , %	80	79,5	79,3	80,2	81	78,9	79,2	80,5	80,8	82
S_{mp} , м ²	0,08	0,076	0,082	0,081	0,079	0,078	0,077	0,083	0,084	0,081

Розв'язання. Приймаємо наступні умови: сім'я складається з $n = 5$ чоловік, що проживають в *Житомирі*, при середньодобовій потребі кожного з них $V_x = 60$ л. Середня температура води, що входить, складає $t_n = 10$ °C, необхідна кінцева температура – $t_k = 60$ °C; здатність поглинання енергії сонця сонячним колектором Атаба складає $Y = 80$ %, площа поглинання – $S_{mp} = 0,08$ м².

Визначаємо об'єм ємності нагрівача:

$$V_H = 1,5(nV_x) = 1,5(5 \cdot 60) = 450 \text{ м}^3$$

Визначаємо температурний перепад:

$$T_T = t_k - t_n = 60 - 10 = 50 \text{ °C}$$

Розраховуємо кількість енергії, необхідної для нагрівання потрібної кількості води з урахуванням того, що для нагріву одного літра води на один градус потрібно витратити енергію рівну 1 ккал.

$$G = V_H T_T = 450 \cdot 50 = 22500 \text{ ккал}$$

Для переведення цієї енергії в кВт-год скористаємося наступною формулою:

$$GB = \frac{G}{859,8} = \frac{22500}{859,8} \approx 28,2 \text{ кВт/год}$$

Визначимося з кількістю енергії, яка може поглинатися і перетворюватися в тепло сонячними колекторами Атаба.

Середньомісячне значення сонячної радіації для Житомира згідно додатка 3 складає $G_x = 3,04$ кВт-год/м²/день.

Розраховуємо кількість енергії, здатну акумулюватися однією трубкою сонячного колектора за формулою:

$$G_{mp} = G_x Y S_{mp} = 3,04 \cdot 0,8 \cdot 0,08 \approx 0,2 \text{ кВт-год/день}$$

Визначаємо необхідне число трубок.

$$N = \frac{GB}{G_{mp}} = \frac{28,2}{0,2} \approx 141$$

1.2.3. Розрахунок параметрів геліоелектростанції типу вежа.

На сонячній електростанції типу вежі встановлено n геліостатів, кожен з яких має поверхню F_r м². Геліостати відбивають сонячні промені на приймач, на поверхні якого зареєстрована максимальна енергетична освітленість $H_{пр} = 2,5$ МВт/м². Коефіцієнт віддзеркалення геліостата $R_r = 0,8$. коефіцієнт поглинання приймача $A_{пр} = 0,95$. Максимальна опроміненість дзеркала геліостата $H_r = 600$ Вт/м². Визначити площу поверхні приймача $F_{пр}$ і теплові втрати в приймачеві, викликані випромінюванням і конвекцією, якщо робоча температура теплоносія складає t °С. Міра чорноти приймача $\epsilon_{пр} = 0,95$. Конвективні втрати удвічі менше втрат від випромінювання.

Енергія, отримана приймачем від сонця через геліостати (Вт), може бути визначена за рівнянням:

$$Q = R_r A_{пр} F_r H_r n \quad (1.7)$$

де H_r – опроміненість дзеркала геліостата у Вт/м² (для типових умов $H_r = 600$ Вт/м²);

F_r – площа поверхні геліостата, м²;

n – кількість геліостатів;

R_r – коефіцієнт віддзеркалення дзеркала концентратора, $R_r = 0,7 \div 0,8$;

$A_{пр}$ – коефіцієнт поглинання приймача, $A_{пр} < 1$.

Площа поверхні приймача може бути визначена, якщо відома енергетична освітленість на ньому $H_{пр}$ Вт/м²

$$F_{пр} = \frac{Q}{H_{пр}} \quad (1.8)$$

У загальному випадку температура на поверхні приймача може досягати $t_{\text{пов}} = 1160 \text{ }^\circ\text{C}$, що дозволяє нагрівати теплоносії до $700 \text{ }^\circ\text{C}$. Втрати тепла за рахунок випромінювання в теплоприймачі можна вичислити за законом Стефана-Больцмана:

$$q_{\text{пр}} = \varepsilon_{\text{пр}} C_0 \left(\frac{T}{100}\right)^4, \text{ Вт/м}^2 \quad (1.9)$$

де T – абсолютна температура теплоносія, К; (для переведення температури з шкали Цельсія в шкалу Кельвіна використовують вираз $T = t + 273,15$)

$\varepsilon_{\text{пр}}$ – міра чорноти сірого тіла приймача;

C_0 – коефіцієнт випромінювання абсолютно чорного тіла, дорівнює $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К}^4)$

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Вихідні данні для розрахунку параметрів геліоелектростанції

Величини і одиниці їх виміру	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n	243	253	263	273	283	293	303	313	323	333
$F_{\Gamma}, \text{ м}^2$	64	61	58	55	52	49	46	43	40	37
$t, \text{ }^\circ\text{C}$	700	680	660	640	620	580	560	540	520	600

Розв’язання. Приймаємо наступні умови: на сонячній електростанції типу вежі встановлено 300 геліостатів, кожен з яких має поверхню $F_{\Gamma} = 50 \text{ м}^2$, а робоча температура теплоносія складає $t = 600 \text{ }^\circ\text{C}$.

Енергія, отримана приймачем від сонця через геліостати:

$$Q = R_{\Gamma} A_{\text{пр}} F_{\Gamma} H_{\Gamma} n = 0,8 \cdot 0,95 \cdot 50 \cdot 600 \cdot 300 = 6,84 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

Площа поверхні приймача:

$$F_{\text{пр}} = \frac{Q}{H_{\text{пр}}} = \frac{6,84}{2,5} \approx 2,7 \text{ м}^2$$

Втрати тепла за рахунок випромінювання в теплоприймачі

$$q_{\text{пр}} = \varepsilon_{\text{пр}} C_0 \left(\frac{T}{100}\right)^4 = 0,95 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8} \left(\frac{600+273,15}{100}\right)^4 \approx 3,13 \cdot 10^{-4}, \text{ Вт/м}^2$$

1.2.4. Розрахунок параметрів паротурбінних сонячних енергетичних установок (СЕУ).

Визначити теплоту, що підводиться геліостатами до встановленого на вежі парогенератора паротурбінної сонячної електростанції, якщо кількість геліостатів n , площа дзеркал одного геліостата F , інтенсивність сонячного випромінювання I ,

коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання η_v . Визначити також термічний ККД і теоретичну потужність паротурбінної установки СЕУ, що працює за циклом Ренкіна, якщо параметри гострої пари p_1, t_1 , тиск в конденсаторі $p_2 = 10$ кПа, ККД парогенератора $\eta_{пг} = 0,85$. Як зміниться потужність СЕУ, якщо замість паротурбінної установки застосувати кремнієві фотоелектричні перетворювачі з ККД $\eta_{фе} = 0,15$, що займають ту ж площу, що і дзеркала геліостатів?

У паротурбінних сонячних енергетичних установках теплота сонячного випромінювання від дзеркал геліостатів концентрується на парогенераторі, встановленому на вежі. Загальна кількість теплоти, сприйнятої парогенератором, складає

$$Q = \eta_v nFI, \text{ Вт} \quad (1.10)$$

де η_v – коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання (змінюється в межах 0,35-0,5)

n – кількість геліостатів

F – площа дзеркал одного геліостата, м^2

I – інтенсивність сонячного випромінювання, $\text{Вт}/\text{м}^2$.

Термічний ККД визначається

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_k} \quad (1.11)$$

де h_1 – ентальпія гострої пари, h_2 – ентальпія пари (визначається за h-s діаграмою водяної пари), що відпрацювала в турбіні, h_k – ентальпія конденсату (визначається за таблицею термодинамічних властивостей води і водяної пари).

Теоретична потужність паротурбінної СЕУ складе

$$P_{nt} = \eta_t \eta_e Q, \text{ Вт} \quad (1.12)$$

де η_e – ККД електрогенератора (в межах 0,92...0,96)

Потужність СЕУ з фотоелектричними перетворювачами визначається співвідношенням:

$$P_{фе} = \eta_{фе} FI, \text{ Вт} \quad (1.13)$$

де $\eta_{фе}$ – ККД фотоелектричних перетворювачів (змінюється в межах 0,13-0,18);

F – їх загальна площа, м^2 .

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 1.4.

Розв'язання. Приймаємо наступні умови: на вежі парогенератора паротурбінної сонячної електростанції кількість геліостатів $n = 4000$, площа дзеркал одного геліостата $F = 12 \text{ м}^2$, інтенсивність сонячного випромінювання $I = 500 \text{ Вт/м}^2$, коефіцієнт ефективності використання сонячного випромінювання $\eta_B = 50 \%$, а параметри гострої пари $p_1 = 10 \text{ МПа}$, $t_1 = 400 \text{ }^\circ\text{С}$, тиск в конденсаторі $p_2 = 10 \text{ кПа}$, ККД парогенератора $\eta_{\text{пг}} = 0,85$, ККД кремнієвого фотоелектричного перетворювача $\eta_{\text{фе}} = 0,15$.

Таблиця 1.4 – Вихідні данні для розрахунку параметрів паротурбінних сонячних енергетичних установок (СЕУ)

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n , шт	1000	3000	5000	7000	8000	9000	10000	11000	12000	13000
F , м^2	10	12	14	13	12	11	12	13	14	12
I , Вт/м^2	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800
η_B , %	50	48	46	47	49	50	51	50	49	51
p_1 , МПа	12	11	10	9	8	9	10	11	12	10
t_1 , $^\circ\text{С}$	450	440	430	420	410	400	410	420	430	440

Загальна кількість теплоти, сприйнятої парогенератором, складає

$$Q = \eta_B n F I = 0,5 \cdot 4000 \cdot 12 \cdot 500 = 12 \cdot 10^6, \text{ Вт}$$

Термічний ККД визначається за формулою (2.11), при цьому згідно *h-s діаграми* водяної пари $h_1 = 3250 \text{ кДж/кг}$ (точка перетину $p_1 = 10 \text{ МПа}$ та $t_1 = 400 \text{ }^\circ\text{С}$), $h_2 = 2400 \text{ кДж/кг}$ (точка перетину $p_2 = 10 \text{ кПа}$ та насичення пари $X = 95 \%$), $h_k = 2700 \text{ кДж/кг}$ (ентальпія конденсату при $X = 100 \%$)

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_k} = \frac{3250 - 2400}{3250 - 2700} = 1,54$$

Теоретична потужність паротурбінної СЕУ складе:

$$P_{\text{тм}} = \eta_t \eta_e Q = 1,54 \cdot 0,5 \cdot 12 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

Потужність СЕУ з фотоелектричними перетворювачами визначається співвідношенням:

$$P_{\text{фе}} = \eta_{\text{фе}} F I = 0,15 \cdot 12 \cdot 500 \cdot 4000 = 2,88 \cdot 10^6, \text{ Вт}$$

Питання для самоконтролю

1. Дайте визначення терміну «геліосистема».
2. Наведіть типи сонячних колекторів.

3. Охарактеризуйте одноконтурні та двоконтурні геліосистеми.
4. Наведіть системи з природною та з примусовою циркуляцією теплоносія.
5. Як розраховують параметри геліоелектростанції типу вежа.
6. Як розраховують параметри паротурбінних сонячних енергетичних установок.

ПРАКТИЧНА РОБОТА №2 РОЗРАХУНОК ВІТРОГЕНЕРАТОРА

Мета роботи: ознайомитися з основними параметрами вітрогенераторів і методикою їх розрахунку.

2.1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Вітрогенераторами називають двигуни, що перетворюють енергію вітру в механічну роботу. За будовою вітряка і положенню його в потоці вітру *системи вітродвигунів* розділяються на три класи (рис. 2.1):

1. Крильчаті вітрогенератори мають вітроколесо з тим або іншим числом крил. Площина обертання вітроколеса у крильчатих вітродвигунів перпендикулярна напрямку вітру, отже, вісь обертання паралельна вітру. Коефіцієнт використання енергії вітру цих вітродвигунів досягає $\xi=0,42$.

2. Карусельні і роторні вітрогенератори мають вітроколесо (ротор) з лопатями, рухомими у напрямі вітру; вісь обертання вітроколеса займає вертикальне положення. Коефіцієнт використання енергії вітру цих вітродвигунів рівний від 10 до 18%.

3. Барабанні вітрогенератори мають таку ж схему вітроколеса, як і роторні, і відрізняються від них лише горизонтальним положенням ротора, тобто вісь обертання вітроколеса горизонтальна і розташована перпендикулярно потоку вітру. Коефіцієнт використання енергії вітру цих вітряків від 6 до 8%.

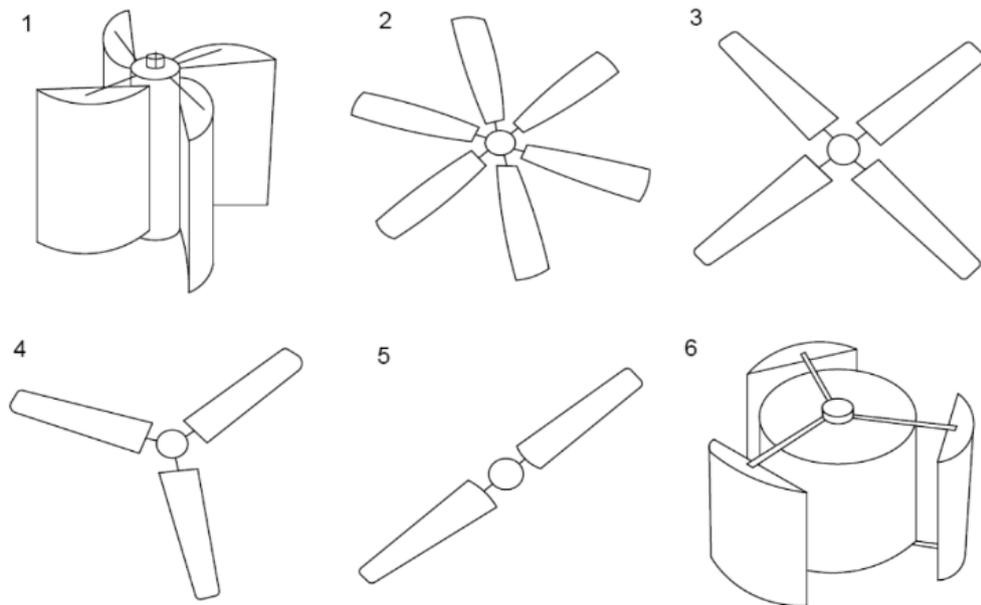


Рис. 2.1. – Типи вітродвигунів: 2 –5 – вітродвигуни з горизонтальною віссю обертання (крильчасті); 1, 6 – вітродвигуни з вертикальною віссю обертання (карусельні: лопатеві (1) і ортогональні (6))

Крильчатий вітродвигун складається з наступних елементів (рис. 2.2):

1. Вітряк може мати від 2 до 24 лопатей. Вітряки з числом лопатей від 2 до 4 називаються малолопатевими; якщо у вітроколеса більше 4 лопатей, то воно називається багатолопатевим.

2. Голівка вітродвигуна це опора, на якій монтується вал вітроколеса і верхня передача (редуктор).

3. Хвіст кріпиться до голівки і повертає її біля вертикальної осі, встановлюючи вітроколесо на вітер.

4. Вежа вітродвигуна служить для винесення вітроколеса вище за перешкоди, що порушують течію повітряного потоку. Малопотужні вітродвигуни, що працюють як генератор, зазвичай монтуються на стовпі або трубі з розтяжками.

5. Біля основи вежі вертикальний вал кріпиться до нижньої передачі (редуктора), яка передає рух робочим машинам.

6. Регулювання оборотів вітроколеса представляє пристосування або механізм, з що обмежує обороти вітроколеса із збільшенням швидкості вітру.

На рисунку 2.3 зображено принципи розташування вітрової установки на місцевості.

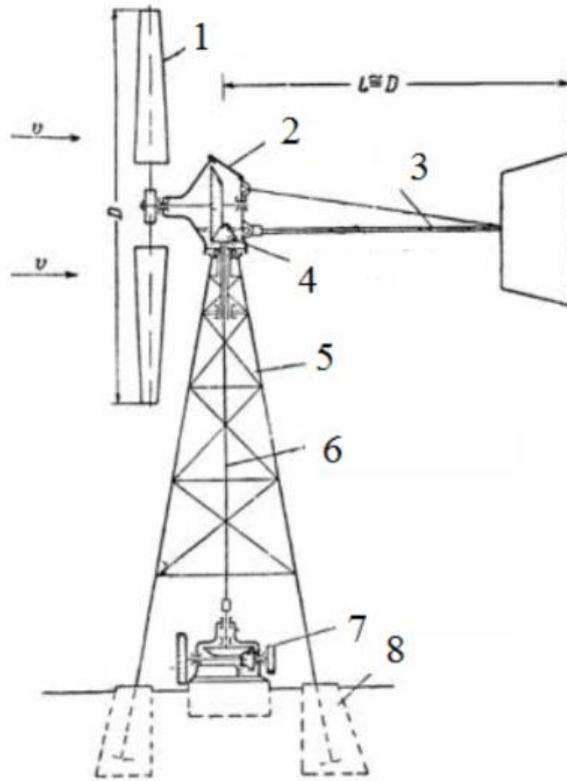
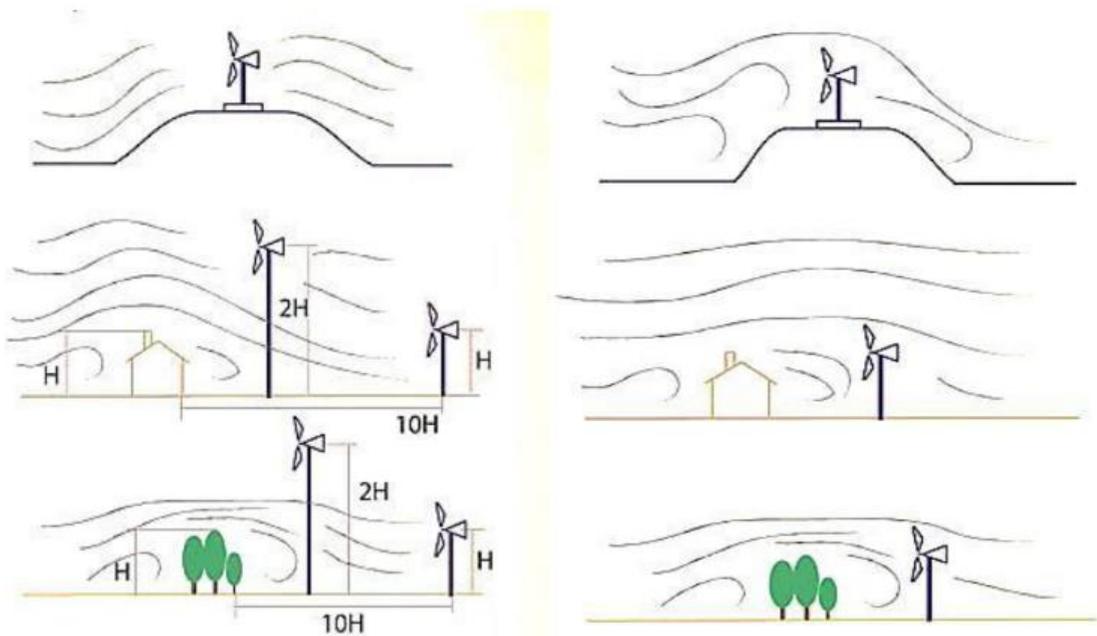


Рис. 2.2 – Вітродвигун і його основні елементи: 1 – вітроколесо; 2 – голівка; 3 – хвіст; 4 – верхня передача; 5 – башта; 6 – вертикальний вал; 7 – нижня передача; 8 – фундамент



Правильне розміщення вітряної електростанції

Не правильне розміщення вітряної електростанції

Рис. 2.3 – Принципи розташування вітряної установки на місцевості

Основні параметри ВЕУ:

Номінальна потужність $P_{\text{ном}}$ [Вт, кВт] – потужність, що розвивається вітроустановкою при розрахунковій швидкості вітру;

Розрахункова швидкість вітру V_p [м/с] – швидкість, яку приймають для розрахунку вітрового навантаження на споруди при проектуванні. Залежно від класу споруди враховується швидкість із заданою повторюваністю – 1 раз на рік, в 5, 10, 15, 20, 50 і 100 років;

Діаметр вітротурбини D [м] – відрізок, що сполучає пару найбільш віддалених одна від однієї точок вітротурбини, проходить через її центр.

Вироблення енергії W_m [кВт-год] – кількість енергії, що виробляється вітротурбиною за певний проміжок часу (місяць, рік), величина, залежна від середньої швидкості вітру;

Середня потужність $P_{\text{ср}}$ [кВт] – потужність, при безперервній підтримці якої, вироблення енергії за місяць буде дорівнювати реальній.

2.2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА.

2.2.1. Розрахунок вітрогенератора (пряма задача):

Розрахувати потужність вітроустановки з радіусом ротора R м при стартовій швидкості вітру V м/с, коефіцієнтом використання вітру ξ , ККД редуктора – $\eta_{\text{ред}}$; ККД генератора – $\eta_{\text{ген}}$

Розрахунок вітрогенератора здійснюють за алгоритмом:

1. Потужність вітроустановки дорівнює:

$$P = \eta_{\text{ред}} \eta_{\text{ген}} P_T, \text{ Вт} \quad (2.1)$$

де P_T – потужність вітротурбіни.

2. Потужність турбіни складає:

$$P_T = \xi P_{\text{п}}, \text{ Вт} \quad (2.2)$$

де ξ – коефіцієнт вітровикористання. Реальний коефіцієнт вітровикористання добре спроектованої турбіни складає 0,4-0,55;

$P_{\text{п}}$ – потужність вітрового потоку, що проходить через площу лопатей вітроустановки.

3. Потужність потоку обчислюється за формулою

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho V^3}{2} S, \text{ Вт} \quad (2.3)$$

де ρ – щільність повітря (стандартне значення 1,225 кг/м³);

V – швидкість незбуреного вітрового потоку, м/с;

$S = \frac{\pi D^2}{4}$ – площа.

Для забезпечення енергією середнього котеджного будиночка необхідно мати установку середньої потужності 3 кВт.

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 2.1.

Розв'язання. Приймаємо наступні умови: вітроустановка з радіусом ротора $R = 2$ м при стартовій швидкості вітру $V = 5$ м/с, коефіцієнт використання вітру $\xi = 0,45$, ККД редуктора – $\eta_{\text{ред}} = 0,82$; ККД генератора – $\eta_{\text{ген}} = 0,85$.

1. Потужність потоку обчислюється за формулою:

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho V^3}{2} S = \frac{1,225 \cdot 5^3 \cdot 3,14 \cdot 4^2}{2 \cdot 4} \approx 962, \text{ Вт}$$

2. Потужність турбіни складає:

$$P_T = \xi P_{\Pi} = 0,45 \cdot 962 = 433 \text{ , Вт}$$

3. Потужність вітроустановки дорівнює:

$$P = \eta_{\text{ред}} \eta_{\text{ген}} P_T = 0,82 \cdot 0,85 \cdot 433 \approx 302 \text{ , Вт}$$

Таблиця 2.1 – Вихідні данні для розрахунку вітрогенератора

Величини і одиниці їх виміри	Варіант завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
R , м	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
V , м/с	4,7	4,9	5,2	6,4	6,3	5,5	5,8	5,0	4,9	4,7
ξ	0,4	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,47	0,49	0,5	0,53
$\eta_{\text{ред}}$, в.од.	0,84	0,83	0,82	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87
$\eta_{\text{ген}}$, в.од.	0,88	0,89	0,9	0,87	0,86	0,85	0,9	0,87	0,88	0,89

2.2.2. Розрахунок вітрогенератора (зворотна задача).

При якій швидкості вітру вітроустановка генеруватиме кількість енергії, достатню для забезпечення енергією середнього котеджного будиночка при радіусі ротора R м, коефіцієнті використання вітру – ξ ; ККД редуктора – $\eta_{\text{ред}}$; ККД генератора – $\eta_{\text{ген}}$.

Розв’язання. Приймаємо наступні умови: вітроустановка з радіусом ротора $R = 2,2$ м та її потужність дорівнює $P = 3$ кВт, з коефіцієнтом використання вітру $\xi = 0,5$, ККД редуктора – $\eta_{\text{ред}} = 0,83$; ККД генератора – $\eta_{\text{ген}} = 0,9$

1. Потужність турбіни складає:

$$P_T = \frac{P}{\eta_{\text{ред}} \eta_{\text{ген}}} = \frac{3}{0,83 \cdot 0,9} \approx 4,0 \text{ , кВт}$$

2. Потужність потоку обчислюється за формулою:

$$P_{\Pi} = \frac{P_T}{\xi} = \frac{4}{0,5} = 8 \text{ , кВт}$$

3. Необхідна швидкість вітру:

$$V = \sqrt[3]{\frac{2P_{\Pi}}{\pi \rho R^2}} = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 8 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 1,225 \cdot 2,2^2}} \approx 9,5 \text{ , м/с}$$

2.2.3. Розрахунок параметрів вітрової електростанції.

Визначити потужність вітрової електростанції, n однотипних вітроенергетичних установок. Довжина лопаті вітроколеса L , швидкість вітру V , ККД вітродвигуна η_B , електричний ККД установки (генератора і перетворювача) η_e , температура повітря t , атмосферний тиск p .

Вітровий потік, що проходить через площу F , що проходить через лопаті вітродвигуна, має енергію:

$$E = \frac{mV^2}{2}, \text{ Дж} \quad (2.4)$$

Де V – швидкість вітру, м/с;

m – маса повітря.

За секунду через площу F протікає $m = \rho VF$ кг/с, де $\rho = \frac{p}{RT}$ – щільність повітря, кг/м³, p – атмосферний тиск, Па, $R = 287$ Дж/кг·К – газова постійна, T – абсолютна температура, К. Площа F визначається через довжину лопаті L вітроколеса: $F = \pi L^2$. Відповідно електрична потужність ВЕУ визначається за формулою:

$$P = \frac{n\eta_B \eta_e \rho \pi L^2 V^3}{2}, \text{ Вт} \quad (2.5)$$

де η_B – ККД вітродвигуна (змінюється в межах 0,25-0,35)

η_e – електричний ККД вітрогенератора і перетворювача (в межах 0,70-0,85).

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Вихідні данні для розрахунку параметрів вітрової електростанції

Величини і одиниці їх виміри	Варіант завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n , шт	8	9	10	11	12	11	10	9	8	7
L , м	55	57	59	61	63	66	69	72	75	78
V , м/с	12	11	10	9	12	14	16	18	20	18
η_B , %	31	32	33	34	33	32	33	34	33	34
η_e , %	73	74	75	76	78	77	76	77	78	79
t , с	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25
p , кПа	100	101	102	101	100	99	98	97	99	101

Розв'язання. Приймаємо наступні умови: $n = 10$ однотипних вітроенергетичних установок. Довжина лопаті вітроколеса $L = 66$ м, швидкість вітру $V = 12$ м/с, ККД вітродвигун $\eta_v = 0,33$, електричний ККД установки (генератора і перетворювача) $\eta_e = 0,77$, температура повітря $t = 5$ °С, атмосферний тиск $p = 99$ кПа.

1. Щільність повітря:

$$\rho = \frac{p}{RT} = \frac{99 \cdot 10^3}{287 \cdot (273,15 + 5)} \approx 1,24, \text{ кг/м}^3$$

2. Електрична потужність ВЕУ визначається за формулою:

$$P = \frac{n \eta_v \eta_e \rho \pi L^2 V^3}{2} = \frac{10 \cdot 0,33 \cdot 0,77 \cdot 1,24 \cdot 3,14 \cdot 66^2 \cdot 12^3}{2} \approx 37,2 \cdot 10^6, \text{ Вт}$$

Питання для самоконтролю

1. Дайте визначення терміну «вітрогенератор».
2. Наведіть класи систем вітрогенераторів.
3. Охарактеризуйте переваги та недоліки кожного типу вітрогенераторів.
4. Опишіть принцип роботи віротурбін.
5. Опишіть принципи вибору місця розташування вітроустановок на місцевості.
6. Опишіть основні елементи вітродвигуна.
7. Які основні параметри ВЕУ?
8. Наведіть методику визначення параметрів ВЕУ.

ПРАКТИЧНА РОБОТА №3

ПРИЛИВНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, МАЛІ ГЕС: ПРИНЦИП РОБОТИ І РОЗРАХУНОК

Мета роботи: ознайомитися з принципом роботи приливних електростанцій і малих ГЕС, а також з методиками їх розрахунку.

3.1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА.

Малі гідроелектростанції (МГЕС).

Гідроелектростанції малої потужності – це устаткування, яке засноване на гідроенергетичних установках потужністю від 1 до 3000 кВт. Установки для малої гідроенергетики класифікують за потужністю на:

- устаткування для міні гідроелектростанції потужністю до 100 кВт;
- устаткування для мікро гідроелектростанцій потужністю до 1000 кВт.

Конструкція малої ГЕС базується на гідроагрегаті, який включає енергоблок, водозабірний пристрій і елементи управління. Залежно від того, які гідроресурси використовуються малими гідроелектростанціями, їх ділять на декілька категорій:

- руслові або пригребельні станції з невеликими водосховищами;
- стаціонарні міні ГЕС, що використовують енергію вільної течії річок;
- ГЕС, що використовують існуючі перепади рівнів води на різних об'єктах водного господарства;
- мобільні міні ГЕС в контейнерах, із застосуванням пластикових труб або гнучких армованих рукавів.

Принцип роботи турбіни в усіх конструкціях практично ідентичний: вода під тиском поступає на лопаті турбіни, які починають обертатися. Енергія обертання передається на гідрогенератор, який відповідає за вироблення електроенергії. Турбіни для об'єктів підбираються відповідно по деяких технічних характеристиках, серед яких головним залишається тиск води. Крім того, турбіни вибираються залежно від виду камери, яка йде в комплекті – сталеву або залізобетонну.

Потужність ГЕС залежить від тиску і витрати води, а також від ККД використовуваних турбін і генераторів. Через те, що за природними законами рівень води постійно міняється, залежно від сезону, а також ще з ряду причин, як вираження

потужності гідроелектричній станції прийнято брати циклічну потужність. Приміром, розрізняють річний, місячний, тижневий або добовий цикли роботи.

Приливні електростанції. Принцип роботи приливної електростанції (ПЕС) такий: в затоці будується гребля, що відділяє частину його від океану. Під час приливу і відливу по різні сторони греблі утворюється перепад рівнів води, вода спрямовується через греблю у бік нижнього рівня і приводить в рух реверсивні турбіни, що обертаються то в один (під час приливу), то в інший бік (рис. 3.1).

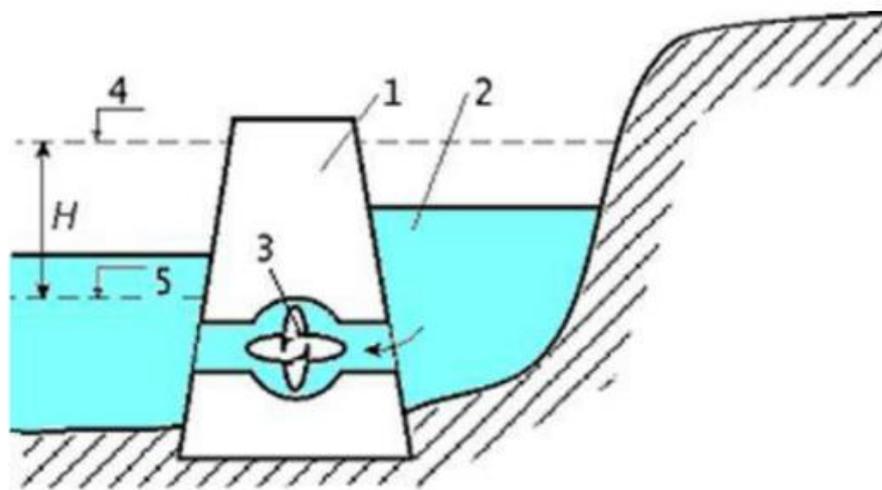


Рис.3.1 – Принцип роботи приливної електростанції:

- 1 – гребля; 2 – басейн; 3 – реверсивна турбіна; 4 – найбільший рівень приливу;
5 – рівень відливу

В порівнянні із звичайною ГЕС приливна електростанція має ряд переваг:

1. Окрім відсутності необхідності створення водосховища робота ПЕС не залежить від водності року.

2. Приливи і відливи, змінюючи один одного, мають постійну для кожного місяця енергію.

3. Привабливі приливні електростанції і тим, що капітальні вкладення на їх будівництво не перевищують витрат на спорудження гідроелектростанцій.

4. При цьому собівартість будівництва електростанції на 1 МВт електроенергії, що виробляється на ПЕС, може обійтися у п'ятеро дешевше, ніж на ТЕС

Практика експлуатації підтвердила екологічну безпеку приливних електростанцій:

- греблі ПЕС біологічно проникні: пропуск риби через ПЕС відбувається практично безперешкодно, основна кормова база риби планктон: на ПЕС гине 5-10% планктону, а на ГЕС – 83-99%;
- зниження солоності води в басейні ПЕС, що визначає екологічний стан морської фауни і льоду складає 0,05-0,07%, тобто практично невідчутно; льодовий режим в басейні ПЕС пом'якшується: в басейні зникають тороси і передумови до їх утворення, не спостерігається нажимної дії льоду на споруду, розмив дна і рух наносів повністю стабілізуються протягом перших двох років експлуатації;
- наплавний спосіб будівництва дає можливість не зводити в створах ПЕС тимчасові великі будівельні бази, споруджувати перемички і інше, що сприяє збереженню довкілля в районі ПЕС;
- виключений викид шкідливих газів, золи, радіоактивних і теплових відходів, розробку, транспортування, переробка, спалювання і захоронення палива, запобігання спалюванню кисню повітря, затоплення територій, загроза хвилі прориву;
- ПЕС не загрожує природі і людині, а зміни в районі її експлуатації мають лише локальний характер, причому, в основному, в позитивному напрямі.

3.2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

3.2.1. Оцінка зміни потужності малою ГЕС при коливаннях витрати води і тиску.

Як зміниться потужність малої ГЕС, якщо тиск водосховища H в посушливий період зменшиться в n разів, а витрата води Q скоротиться на m %? Втрати в гідротехнічних спорудах, водоводах, турбінах і генераторах вважати постійними.

Відомо, що потужність ГЕС (Вт) можна визначити по простому рівнянню:

$$N = 9,81QH\eta, \text{ Вт} \quad (3.1)$$

де Q – об'ємна витрата води в м³/с;

H – тиск води ГЕС в м;

η – ККД ГЕС, що враховує втрати в гідравлічних спорудах водоводах, турбінах, генераторах. Для малих ГЕС $\eta \approx 0,5$.

ККД гідротурбін змінюється в межах 0,5÷0,9.

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні данні для розрахунку параметрів малих ГЕС

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n	3	2	1,2	1,5	3	2	1,2	1,5	3	2
m	30	10	20	30	50	30	10	20	40	20

Розв’язання. Приймаємо наступні умови: тиск водосховища H в посушливий період зменшиться в $n = 3$ разів, а витрата води Q скоротиться на $m = 20\%$? Втрати в гідротехнічних спорудах, водоводах, турбінах і генераторах вважати постійними.

1. Потужність ГЕС до змін визначається:

$$N_1 = 9,81QH\eta,$$

2. Потужність ГЕС після змін визначається:

$$N_2 = 9,81Q(1 - m)\eta H/n,$$

3. Зміна потужності:

$$k = \frac{N_1}{N_2} = \frac{9,81QH\eta}{9,81Q(1 - m)\eta H/n} = \frac{n}{(1 - m)} = \frac{3}{1 - 0,2} = 3,7$$

3.2.2. Розрахунок параметрів малих ГЕС та аналіз зміни потужності гідрогенератора.

Визначити потужність малої ГЕС, якщо витрата води Q , тиск H . Коефіцієнт втрат тиску у відкритому гідроканалі $K = 0,85$, ККД гідротурбіни η_m , ККД гідрогенератора η_e . Як зміниться потужність, якщо затвором зменшити витрату води до 70% від номінального? Буде вона більше або менше, ніж 70% від номінальної потужності?

Електрична потужність гідроенергетичної установки розраховується за формулою:

$$N_1 = 9,81QH\eta_m\eta_e, \text{ Вт} \quad (3.2)$$

де K – коефіцієнт втрат тиску в гідро каналі.

Розв’язання. Приймаємо наступні умови: витрата води $Q = 20 \text{ м}^3/\text{с}$, тиск $H = 8 \text{ м}$. Коефіцієнт втрат тиску у відкритому гідроканалі $K = 0,85$, ККД гідротурбіни $\eta_m = 80\%$, ККД гідрогенератора $\eta_e = 95\%$. Як зміниться потужність, якщо затвором

зменшити витрату води до 70% від номінального? Буде вона більше або менше, ніж 70% від номінальної потужності?

1. Потужність ГЕС до змін визначається:

$$N_1 = 9,81QH\eta_m\eta_e = 9,81 \cdot 0,85 \cdot 20 \cdot 8 \cdot 0,95 \cdot 8 \approx 1014 \text{ Вт}$$

2. Потужність ГЕС після змін визначається:

$$N_2 = 9,81KQ(1 - 0,7)H\eta_m\eta_e = 9,81 \cdot 0,85 \cdot 20 \cdot 0,3 \cdot 8 \cdot 0,95 \cdot 0,8 \approx 304 \text{ Вт}$$

3. Зміна потужності

$$\Delta N = \frac{(N_1 - N_2)100\%}{N_1} = \frac{(1014 - 304)100}{1014} = 70\%$$

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вихідні данні для розрахунку параметрів малих ГЕС

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
$H, \text{ м}$	17	15	13	11	9	8	7	6	7	8
$\eta_m, \%$	76	78	79	80	81	82	83	84	85	84
$\eta_e, \%$	94	95	96	93	94	95	95	96	95	96

3.2.3. Оцінка приливної потенціалу басейну.

Використовуючи формулу Л.Б. Бернштейна, оцінити приливний потенціал басейну $E_{\text{пот}}$ (кВт·год), якщо його площа F (км²), а середня величина приливу $R_{\text{ср}}$ (м)

Завдання присвячено оцінці енергетичного потенціалу $E_{\text{пот}}$ приливної енергії океанічного басейну, що має площу F , якщо відома середня величина приливної хвилі $R_{\text{ср}}$. У науковій літературі існує декілька рівнянь, що дозволяють визначити приливний потенціал басейну. Одне з них запропоноване вітчизняним ученим Л.Б. Бернштейном:

$$E_{\text{пот}} = 1,97 \cdot 10^6 R_{\text{ср}}^2 F \quad (3.3)$$

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Вихідні данні для оцінки приливної потенціалу басейну

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$F, \text{ км}^2$	400	700	1000	1500	2000	2200	2500	3000	3500	4000

$R_{\text{cp}}, \text{ м}$	8,0	7,5	7,2	7,0	6,8	6,5	6,0	5,4	5,2	5,0
----------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Розв'язання. Приймаємо наступні умови: площа басейну $F = 2000 \text{ км}^2$, а середня величина приливу $R_{\text{cp}} = 7 \text{ м}$.

Приливний потенціал басейну:

$$E_{\text{пот}} = 1,97 \cdot 10^6 R_{\text{cp}}^2 F = 1,97 \cdot 10^6 \cdot 7^2 \cdot 2000 = 193,1 \cdot 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Питання для самоконтролю

1. Дайте визначення терміну «мала гідроелектростанція».
2. Наведіть класифікацію малої гідроенергетики.
3. Основні елементи конструкції малої ГЕС.
4. Принципи роботи приливної електростанції.
5. В чому полягає екологічна безпека ПЕС.
6. Наведіть методику розрахунку параметрів малих ГЕС.
7. Як визначити приливний потенціал басейну?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4
«ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ. РОЗРАХУНОК
ГЕОТЕРМАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК. ВИКОРИСТАННЯ
ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ОКЕАНІВ»

Мета роботи: ознайомитися з принципом роботи ГеоТЕС і технологіями перетворення теплової енергії океану (ПТЕО), а також з методикою їх розрахунку.

4.1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Використання теплової енергії океану. Технологія перетворення теплової енергії океану (ПТЕО) дозволяє створювати електрику за рахунок різниці температур між теплою і холодною океанською водою. Холодна вода перекачується через трубу з глибини більше 1000 метрів (з місця, куди сонячні промені ніколи не потрапляють). Система також використовує і теплу воду з області, близької до поверхні океану. Нагріта сонячними променями вода проходить через теплообмінник з хімічними речовинами з низькою температурою кипіння, наприклад аміаком, що створює хімічну пару, що приводить в рух турбіни електрогенераторів. Потім пара конденсується назад в рідку форму за допомогою охолодженої води з глибин океану. Тропічні регіони вважаються найбільш вдалим місцем для розміщення систем ПТЕО. Це обумовлено більшою різницею температур між водою на мілководді і на глибині.

На відміну від вітрових і сонячних ферм, океанічна ТЕС може виробляти екологічно чисту електроенергію цілодобово, 365 днів на рік. Єдиним побічним продуктом таких енергоблоків є холодна вода, яка може використовуватися для охолодження і кондиціонування повітря в адміністративних і житлових будівлях поряд з енергогенеруючим об'єктом.

Використання геотермальної енергії. Геотермальна енергія – це енергія, що отримується з природного тепла Землі. Досягти цього тепла можна за допомогою свердловин. Геотермічний градієнт у свердловині зростає на 1 °С кожні 36 метрів. Це тепло доставляється на поверхню у вигляді пари або гарячої води. Таке тепло може використовуватися як безпосередньо для обігріву будинків і будівель, так і для виробництва електроенергії.

За різними підрахунками, температура в центрі Землі складає, мінімум, 6650 °С. Швидкість охолодження Землі приблизно дорівнює 300-350 °С в мільярд років. Земля

виділяє $42 \cdot 10^{12}$ Вт тепла, з яких 2% поглинається в корі і 98% – в мантії і ядрі. Сучасні технології не дозволяють досягти тепла, яке виділяється занадто глибоко, але і $84 \cdot 10^{10}$ Вт (2%) доступної геотермальної енергії можуть забезпечити потреби людства на довгий час. Області навколо країв континентальних плит є найкращим місцем для будівництва геотермальних станцій, тому що кора в таких зонах набагато тонша.

Існує декілька способів отримання енергії на ГеоТЕС:

- *Пряма схема:* пара прямує по трубах в турбіни, сполучені з електрогенераторами;
- *Непряма схема:* аналогічна прямій схемі, але перед попаданням в труби пар очищають від газів, що викликають руйнування труб;
- *Змішана схема:* аналогічна прямій схемі, але після конденсації з води видаляють гази, що не розчинилися в ній.

4.2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

4.2.1 Оцінка теплового потенціалу геотермальної енергії.

Визначити початкову температуру t_2 і кількість геотермальної енергії E_0 (Дж) водоносного пласта завтовшки h км при глибині залягання z км, якщо задані характеристики породи пласта: щільність $\rho_{\text{гр}} = 2700$ кг/м³; пористість $a = 5$ %; питома теплоємність $C_{\text{гр}} = 840$ Дж/(кг·К). Температурний градієнт (dT/dz) в °С/км вибрати по таблиці варіантів завдання.

Середню температуру поверхні t_0 прийняти рівною 10°С. Питома теплоємність води $C_{\text{в}} = 4200$ Дж/(кг·К); щільність води $\rho = 10^3$ кг/м³. Розрахунок робити по відношенню до площі поверхні $F = 1$ км². Мінімумально допустиму температуру пласта прийняти рівною $t_1 = 40$ °С.

Визначити також постійну часу вилучання теплової енергії τ_0 (років) при закачуванні води в пласт і витраті її $V = 0,1$ м³/(с·км²). Яка буде теплова потужність, вилученої спочатку (dE/dz) _{$\tau=0$} і через 10 років (dE/dz) _{$\tau=10$} ?

Завдання присвячено тепловому потенціалу геотермальної енергії, зосередженої в природних водоносних горизонтах на глибині z (км) від земної поверхні. Зазвичай товщина водоносного шару h (км) менше глибини його залягання. Шар має пористу структуру – скельні породи мають пори, заповнені водою

(пористість оцінюється коефіцієнтом α). Середня щільність твердих порід земної кори $\rho_{\text{гр}} = 2700$ кг/м³, а коефіцієнт теплопровідності $\lambda_{\text{гр}} = 2$ Вт/(м·К). Зміна температури ґрунту у напрямку до земної поверхні характеризується температурним градієнтом (dT/dz), вимірюваним в °С/км або К/км.

Найбільш поширені на земній кулі райони з нормальним температурним градієнтом (менше 40 °С/км) з щільністю витікаючих у напрямі поверхні теплових потоків приблизно 0,06 Вт/м². Економічна доцільність отримання тепла з надр Землі тут маловірогідна.

У напівтермальних районах температурний градієнт дорівнює 40-80 °С/км. Тут доцільно використовувати тепло надр для опалювання, в теплицях, в бальнеології.

У гіпертермальних районах (поблизу меж платформ земної кори) градієнт більше 80 °С/км. Тут доцільно будувати ГеоТЕС.

При відомому температурному градієнті можна визначити температуру водоносного пласта перед початком його експлуатації:

$$T_2 = T_0 + (dT/dz)z \quad (4.1)$$

де T_0 – температура на поверхні Землі, К (або °С).

У розрахунковій практиці характеристики геотермальної енергетики зазвичай відносять до 1 км² поверхні F .

Теплоємність пласта $C_{\text{пл}}$ (Дж/К) можна визначити згідно рівняння:

$$C_{\text{пл}} = hF[\alpha\rho_{\text{в}}C_{\text{в}} + (1 - \alpha)\rho_{\text{гр}}C_{\text{гр}}], \quad (4.2)$$

де $\rho_{\text{в}}$ і $C_{\text{в}}$ – відповідно щільність і ізобарна питома теплоємність води;

$\rho_{\text{гр}}$ і $C_{\text{гр}}$ – щільність і питома теплоємність ґрунту (порід пласта); зазвичай $\rho_{\text{гр}} = 820 - 850$ Дж/(кг·К).

Якщо задати мінімально допустиму температуру, при якій можна використовувати теплову енергію пласта T_1 (К), то можна оцінити його тепловий потенціал на початок експлуатації (Дж):

$$E_0 = C_{\text{пл}}(T_2 - T_1) \quad (4.3)$$

Постійну часу пласта τ_0 (можливий час його використання, в роках) у разі відведення теплової енергії шляхом закачування в нього води з об'ємною витратою V (м³/с) можна визначити по рівнянню:

$$\tau_0 = \frac{C_{пл}}{(V\rho_B C_B)} \quad (4.4)$$

Вважають, що тепловий потенціал пласта під час його розробки змінюється за експоненціальним законом:

$$E = E_0 \exp\left(\frac{-\tau}{\tau_0}\right) \quad (4.5)$$

де τ – число років з початку експлуатації.

Теплова потужність геотермального пласта у момент часу τ (років з початку розробки) у Вт (МВт):

$$\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_\tau = -\frac{E_0}{\tau_0} \exp\left(\frac{-\tau}{\tau_0}\right) \quad (4.6)$$

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні данні для розрахунку теплового потенціалу геотермальної енергії

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h , км	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
z , км	2,5	3,0	3,5	4,0	3,5	3,0	2,5	4,0	3,5	3,0
dT/dz , °C/км	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30

Розв'язання. Приймаємо наступні умови: водоносний пласт завтовшки $h = 1$ км при глибині залягання $z = 3$ км, якщо задані характеристики породи пласта: щільність $\rho_{гр} = 2700$ кг/м³; пористість $a = 5$ %; питома теплоємність $C_{гр} = 840$ Дж/(кг·К). Температурний градієнт $(dT/dz) = 60$ °C/км.

Середню температуру поверхні t_0 прийняти рівною 10°C. Питома теплоємність води $C_B = 4200$ Дж/(кг·К); щільність води $\rho = 10^3$ кг/м³. Розрахунок робити по відношенню до площі поверхні $F = 1$ км². Мінімально допустиму температуру пласта прийняти рівною $t_1 = 40$ °C.

Визначити також постійну часу вилучення теплової енергії τ_0 (років) при закачуванні води в пласт і витраті її $V = 0,1$ м³/(с·км²). Яка буде теплова потужність, вилученої спочатку $(dE/dz)_{\tau=0}$ і через 10 років $(dE/dz)_{\tau=10}$?

1. Температура водоносного пласта перед початком його експлуатації:

$$T_2 = T_0 + (dT/dz)z = 10 + 60 \cdot 3 = 190 \text{ °C}$$

2. Теплоємність пласта $C_{пл}$ можна визначити за рівнянням:

$$C_{пл} = hF[\alpha\rho_B C_B + (1 - \alpha)\rho_{гр} C_{гр}] = 1 \cdot 1 \cdot 10^9(0,05 \cdot 10^3 \cdot 4200 + 0,95 \cdot 270 \cdot 840) = 2,4 \cdot 10^{15} \text{ Дж/К},$$

3. Тепловий потенціал на початок експлуатації:

$$E_0 = C_{пл}(T_2 - T_1) = 2,4 \cdot 10^{15} \cdot (190 - 40) = 360 \cdot 10^{15} \text{ Дж}$$

4. Постійну часу пласта τ_0 :

$$\tau_0 = \frac{C_{пл}}{(V\rho_B C_B)} = \frac{2,4 \cdot 10^{15}}{(0,1 \cdot 10^3 \cdot 4200)} = 5,7 \cdot 10^9 \text{ с або } 181 \text{ рік}$$

5. Теплова потужність геотермального пласта у момент часу τ (років з початку розробки) у Вт (МВт):

$$\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_\tau = -\frac{E_0}{\tau_0} \exp\left(\frac{-\tau}{\tau_0}\right)$$

При $\tau = 0$

$$\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_0 = -\frac{E_0}{\tau_0} \exp\left(\frac{-\tau}{\tau_0}\right) = \frac{360 \cdot 10^{15}}{5,7 \cdot 10^9} \exp\left(\frac{-0}{181}\right) \approx 63 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

При $\tau = 10$

$$\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_0 = -\frac{E_0}{\tau_0} \exp\left(\frac{-\tau}{\tau_0}\right) = \frac{360 \cdot 10^{15}}{5,7 \cdot 10^9} \exp\left(\frac{-10}{181}\right) \approx 57,3 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

4.2.2. Розрахунок використання перепаду температур поверхневих і глибинних вод океану для отримання електроенергії на ОТЕС.

Вважається, що дійсний ККД η океанічної ТЕС, що використовує температурний перепад поверхневих і глибинних вод $(T_1 - T_2) = \Delta T$ і що працює по циклу Ренкіна, удвічі менше термічного ККД установки, що працює по циклу Карно, η_{tk} . Оцінити можливу величину дійсного ККД ОТЕС, робочим тілом якої є аміак, якщо температура води на поверхні океану t_1 , °С, а температура води на глибині океану t_2 , °С. Яка витрата теплої води V , м/год буде потрібно для ОТЕС потужністю N МВт?

Вважати, що щільність води $\rho = 10^3$ кг/м³, а питома масова теплоємність $C_p = 4,2 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К).

Завдання присвячено перспективам використання перепаду температур поверхневих і глибинних вод океану для отримання електроенергії на ОТЕС, що працює по відомому циклу Ренкіна. Як робоче тіло передбачається використання

легкокіплячих речовин (аміак, фреон). Внаслідок невеликих перепадів температур ($\Delta T = 15 \div 26 \text{ }^\circ\text{C}$) термічний ККД установки, що працює по циклу Карно, складає всього 5-9%. Реальний ККД установки, що працює по циклу Ренкіна, буде удвічі менше. В результаті для отримання частки відносно невеликих потужностей на ОТЕС вимагаються великі витрати «теплої» і «холодної» води і, отже, величезні діаметри трубопроводів, що підводять і відводять воду.

Якщо вважати теплообмінники (випарник і конденсатор) ідеальними, то теплову потужність, отриману від теплої води Q_0 (Вт) можна представити як:

$$Q_0 = \rho V C_p \Delta T \quad (4.7)$$

де ρ – щільність морської води, кг/м³;

C_p – масова теплоємність морської води, Дж/(кг·К);

V – об’ємна витрата води, м³/с;

$\Delta T = T_1 - T_2$ – різниця температур поверхневих і глибинних вод (температурний перепад циклу) в $^\circ\text{C}$ або К.

У ідеальному теоретичному циклі Карно механічна потужність N_0 (Вт) може бути визначена як:

$$N_0 = \eta_{tk} Q_0, \quad (4.8)$$

де η_{tk} – термічний ККД циклу Карно:

$$\eta_{tk} = \frac{T_1 - T_2}{T_2}$$

Для варіантів значення вихідних величин наведено у табл.4.2.

Таблиця 4.2 – Вихідні данні для розрахунку використання перепаду температур поверхневих і глибинних вод океану

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N , МВт	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
t_1 , $^\circ\text{C}$	30	30	28	28	26	26	24	23	21	20
t_2 , $^\circ\text{C}$	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5

Розв’язання. Приймаємо наступні умови: Вважається, що дійсний ККД η океанічної ТЕС, що використовує температурний перепад поверхневих і глибинних вод ($T_1 - T_2$) = ΔT і що працює по циклу Ренкіна, удвічі менше термічного ККД

установки, що працює по циклу Карно, η_{tk} . Оцінити можливу величину дійсного ККД ОТЕС, робочим тілом якої є аміак, якщо температура води на поверхні океану $t_1 = 30$ °С, а температура води на глибині океану $t_2 = 5$ °С. Яка витрата теплої води V , м/год буде потрібно для ОТЕС потужністю $N = 5$ МВт?

Вважати, що щільність води $\rho = 10^3$ кг/м³, а питома масова теплоємність $C_p = 4,2 \cdot 10^3$ Дж/(кг·К).

1. Термічний ККД циклу Карно:

$$\eta_{tk} = \frac{T_1 - T_2}{T_2} = \frac{30 - 5}{5} = 5$$

2. Теплова потужність:

$$Q_0 = \frac{N}{\eta_{tk}} = \frac{5}{5} = 1 \text{ МВт}$$

3. Об'ємна витрата води:

$$V = \frac{Q_0}{\rho C_p \Delta T} = \frac{10^6}{10^3 \cdot 4,2 \cdot 10^3 (30 - 5)} = 9,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

Питання для самоконтролю

1. Принцип дії систем ПТЕО.
2. Що таке геотермальна енергія.
3. Основні способи отримання енергії ГеоТЕС.
4. Принцип отримання енергії на океанічних ТЕС.
5. Що таке цикл Ренкіна та цикл Карно?
6. Яке робоче тіло використовується в ОТЕС?

ПРАКТИЧНА РОБОТА №5

РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ СХЕМ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС І АЕС

Мета: Ознайомлення з принциповими тепловими схемами енергоблоків ТЕС і АЕС, а також розрахунок витрати пари та термічного ККД паротурбінної установки.

Теоретичні відомості:

Задача 1. Вирахувати витрату пари на теплофікаційну турбіну потужністю $120 + 5$ N МВт. Витрата пари на теплофікацію $D_{\text{теп}} = 150 + 5$ N т/ч. Тиск пари на теплофікацію $P_{\text{теп}} = 0,8$

+ 0,1 N МПа. Початкові і кінцеві параметри циклу взяти з попередньої задачі, з урахуванням відносного внутрішнього К.К.Д..

За рахунок теплофікаційного відбору пари зменшується потужність турбіни. Знайдемо коефіцієнт зменшення потужності турбіни, за рахунок відбору пари на теплофікацію

$$K_{\text{тепл}} = (i_{\text{вiд}} - i_{2\text{д}}) / (i_1 - i_{2\text{д}})$$

Витрата пари в теплофікаційному циклі

$$D_{\text{тепл}} = N_e / 3600 / (i_1 - i_{2\text{д}}) + K_{\text{тепл}} D_{\text{теп}}$$

Порівняти одержані дані з даними попередніх задач.

Завдання 1: Визначити витрату пари та термічний ККД паротурбінної установки за наступними параметрами:

- Тиск пари перед турбіною $P_1 = 13 + 1N$ МПа.
- Тиск пари за турбіною $P_2 = 5,0$ кПа.
- Початкова температура пари $t_1 = 500 + 5N$ °С.
- Потужність турбіни $N_e = 115 + 10N$ МВт.
- Відносний внутрішній ККД $\eta_{oi} = 0,83$.
- Турбіна працює без регенерації.

де N – порядковий номер в списку групи.

Принцип дії та основні характеристики котельних установок ТЕС. Особливості водно-хімічних режимів енергетичних котлів. Елементи газоповітряного тракту. Парогенератори АЕС. Особливості роботи, класифікація та устрій ядерних реакторів. Одно-, двох- і трьохконтурні енергетичні установки.

Задача 2. Знайти витрату палива в конденсаційному циклі, без регенерації, і теплофікаційному циклі вище наведених параметрів. Вирахувати витрати палива необхідні для одержання пари яка поступає на теплофікацію. Паливо прийняти - вугілля з теплотою згоряння

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 20 + 0,1 \text{ МДж/кг.}$$

Знайдемо кількість теплоти необхідної для одержання пари в конденсаційному циклі (МДж/год)

$$Q_{\text{кон}} = D_{\text{кон}} \cdot (i_1 - i'_{2\text{д}})$$

Знайдемо кількість теплоти необхідної для одержання пари в теплофікаційному циклі (МДж/год)

$$Q_{\text{тепл}} = D_{\text{тепл}} \cdot (i_1 - i'_{2д})$$

Знайдемо годинну витрату палива необхідну в конденсаційному циклі, з урахуванням ефективності парового котла $\eta_{\text{кот}} = 0,91$ (кг/год)

$$V_{\text{кон}} = Q_{\text{кон}} / Q_{\text{н}^p} \eta_{\text{кот}}$$

Знайдемо годинну витрату палива необхідну в теплофікаційному циклі, з урахуванням ефективності парового котла $\eta_{\text{кот}} = 0,91$ (кг/год)

$$V_{\text{тепл}} = Q_{\text{тепл}} / Q_{\text{н}^p} \eta_{\text{кот}}$$

Знайдемо кількість теплоти необхідної для одержання теплофікаційного тепла

$$Q_{\text{т.відб}} = D_{\text{теп}} i_{\text{теп}}$$

$i_{\text{теп}}$ – ентальпія пари параметру теплофікаційного відбору.

Виразуємо необхідну кількість палива як еквівалент теплофікаційного тепла

$$V_{\text{екв}} = Q_{\text{т.відб}} / Q_{\text{н}^p} \eta_{\text{кот}}$$

Знайдемо величину економії палива при використанні комбінованої схеми роботи блока

$$\delta V = V_{\text{кон}} - (V_{\text{тепл}} + V_{\text{екв}})$$

Завдання 2: Розрахунок термічного ККД і витрати пари при введенні вторинного перегріву пари.

- Температура вторинного перегріву $T_{\text{вп}} = T_1$.
- Тиск вторинного перегріву $P_{\text{вп}} = 1,8 + 0,1N$ МПа.
- 1. Визначення ентальпій $i_1, i_{2т}, i_{2д}, i_3, i_{4т}, i_{4д}$.
- 2. Розрахунок термічного ККД нового циклу.
- 3. Порівняння ККД початкового циклу та циклу з перегрівом.
- 4. Визначення витрати пари через турбіну :

$$D_{\text{вп}} = Ne \cdot 3600 / ((i_1 - i_{2д}) + (i_3 - i_{4д})).$$

Додаткове завдання: Визначити вплив зміни температури навколишнього середовища на ефективність конденсаторів парових турбін ТЕС і АЕС.

ПРАКТИЧНА РОБОТА №6

ДОПОМІЖНЕ ТЕПЛОБМІННЕ ОБЛАДНАННЯ ТЕС І АЕС

Мета: Ознайомлення з допоміжним теплообмінним обладнанням ТЕС і АЕС, включаючи конденсатори, підігрівники та редуційно-охолоджувальні установки.

Теоретичні відомості:

Витрати пари через турбіну, в конденсаційному режимі роботи відомі D_d (Задача 1 та 2)

Знайдемо кількість теплоти яку віддає пар при конденсації (кДж/год). Переохолодження конденсату не враховуємо.

$$Q_d = D_d (i_2 - i'_2)$$

Таку ж кількість тепла сприймає охолоджуюча конденсатор вода, згідно теплового балансу. Тобто тепер можна знайти витрати води (кг/год) на охолодження конденсатора, знаючи, що в середньому, перепад температур води на вході і виході не перевищує $\delta t = 10^0\text{C}$, тобто

$$G_d = Q_d / C_{pв} \delta t$$

- $C_{pв} = 4,18$ кДж/кг- середня теплоємність води.
- Поверхню теплообміну знаходимо по рівнянню теплопередачі

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t_{cp}}$$

- де k – коефіцієнт теплопередачі, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{К}}$
- Δt_{cp} - середньологарифмічний температурний напір

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2}}$$

- Коефіцієнт тепловіддачі від пари до стінки трубки, вираховуємо по рівнянню для горизонтальної труби (α_1)

$$\bar{\alpha} = 0,728 \sqrt{\frac{r \lambda^3 g (\rho_k - \rho_n)^2}{\mu \Delta t d}}$$

- В новітніх конденсаторах використовуються трубки $\emptyset 28 \times 1$ з високолегованої сталі X18H9T або X18H12M2T.

- Швидкість води в трубках конденсатора звичайно знаходиться в інтервалі 1,3 - 1,6 м/с. Для знаходження (α_2) знайдемо спочатку критерій Рейнольдса

$$Re = \frac{W_1 \cdot d_{шт}}{\nu_e}$$

- При цих швидкостях води в трубках, режим течії буде турбулентним і можна використати наступне критеріальне рівняння

$$Nu_m = 0,021 Re_{ж,d}^{0,8} Pr_{ж}^{0,43} \varepsilon_T \varepsilon_l$$

- Коефіцієнт тепловіддачі (α_2) тоді буде

$$\alpha_2 = Nu \cdot \lambda_g / d_3$$

- Середньологарифмічний температурний напір

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}}$$

де $\Delta t_{\delta} = t_{пара} - t'_{охл.в}$; $\Delta t_m = t_{пара} - t''_{охл.в}$.

- Визначимо кількість трубок конденсатора

$$n = \frac{4G_B}{W_B \pi d_{вн}^2 \rho_в}$$

- Визначимо середню довжину трубок конденсатора

$$l = \frac{F_k}{\pi \cdot d_{cp} \cdot n \cdot z}$$

- z – число ходів охолоджуючої води, зазвичай $z=2$

- Знайдемо приблизно площу штучної водойми необхідної для роботи блока даної потужності (m^2 , $км^2$)

$$F_{пр} = f_{уд} \cdot N_{эл}.$$

Завдання 1: Визначити витрату пари на теплофікаційну турбіну потужністю $120 + 5N$ МВт, враховуючи:

- Витрата пари на теплофікацію $D_{теп} = 150 + 5N$ т/год.
- Тиск пари на теплофікацію $P_{теп} = 0,8 + 0,1N$ МПа.

1. Визначення коефіцієнта зменшення потужності турбіни за рахунок відбору пари на теплофікацію $K_{тепл} = (i_{від} - i_{2д}) / (i_1 - i_{2д})$.

2. Розрахунок витрати пари в теплофікаційному циклі

$$D_{тепл} = Ne * 3600 / (i_1 - i_{2д}) + K_{тепл} D_{теп}.$$

Завдання 2: Розрахунок витрати палива в конденсаційному та теплофікаційному циклах.

- Прийняти паливо – вугілля з теплотою згоряння $Q_{пр} = 20 + 0,1$ МДж/кг.

1. Визначення кількості теплоти, необхідної для одержання пари в обох циклах.

2. Визначення витрати палива для кожного з циклів з урахуванням ККД котла $\eta_{кот} = 0,91$.

3. Розрахунок економії палива при комбінованій схемі роботи блока

$$\delta B = B_{\text{кон}} - (B_{\text{тепл}} - B_{\text{екв}}).$$

Контрольні питання:

1. Які особливості теплових схем АЕС із реакторами ВВР та РБМК?
2. Як змінюється термічний ККД при вторинному перегріві пари?
3. Чому використання теплофікаційних турбін є економічно доцільним?
4. Які особливості експлуатації конденсаторів парових турбін?
5. Як розрахувати площу теплообмінника конденсатора?

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Основні

1. Вітрогенератори: типи, принцип роботи, ефективність. URL: <https://comfortsellers.com.ua/vitroheneratory-typu-pryntsyyp-roboty/>.
2. Improving the Reliability of Elements of Energy Installations when Combustion of Different Quality Fuel / O. Kolbasenko et al. *2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, 27–30 September 2023. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/mees61502.2023.10402483>
3. Research of the Vibration Mode of Combustion of Water-Fuel Emulsion for Improving the Efficiency Indicators of the Power Plant / O. Kolbasenko et al. *2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, 27–30 September 2023. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/mees61502.2023.10402443>
4. Костишин В., Федорів М., Бацала Я. Електрична частина станцій та підстанцій: навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 243 с.
5. Гічов Ю.О. Теплові електростанції та проблеми перетворення енергії. Частина II: Навчальний посібник. – Дніпро: НМетАУ, 2017. – 59 с.
6. Маляренко В. Енергетичні установки. Загальний курс: навчальний посібник. – 2-е видання. Харків : Вид-во САГА, 2018. 320 с.
7. Остапчук О., Денисюк П., Матеєнко Ю. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій : навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Київ : КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
8. Mcdonald J. D. Electric power substations engineering. *CRC press*. 2016.
9. Вітроенергетика / за ред. С. О. Кудрі. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2023. 135 с. URL: <https://surl.li/rtezqy>
10. Альтернативні джерела енергії та технології їх використання : підручник / В. В. Клименко та ін. ; за ред. В. В. Клименка. Кропивницький : ПП Ексклюзив-Систем, 2023. 268 с. URL: <https://files.znu.edu.ua/files/Bibliobooks/Inshi74/0054776.pdf>
11. Балюта С. М., Люлька Д. М., Серьогін О. О., Осмак О. О. Альтернативні джерела енергії в системах електропостачання : підручник. Київ : НУХТ, 2024. 397 с. URL: <https://dspace.nuft.edu.ua/bitstreams/7a8668b3-2f40-4fec-b8da-5966c8834334/download>
12. Альтернативні енергоресурси. Вступ до спеціальності : навчальний посібник / С. В. Бойченко, А. В. Яковлева, О. О. Вовк, Казимир Лейда, С. Й. Шаманський ; за ред. С. В. Бойченка. Київ : НАУ, 2021. 397 с. URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/5d2797b8-a0c5-4bc9-a52a-14310814fef9/content>
13. Відновлювані джерела енергії / за ред. С. О. Кудрі. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2024. 492 с. URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/monograph2024.pdf>
14. Пешко В. А., Беднарська І. С., Шелешей Т. В. Теплові схеми та діаграми режимів теплових електростанцій та установок : навчальний посібник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 51 с. URL:

<https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/0f10ab4f-a0c1-4029-ba26-566dea87590c/content>

15. Бондаренко М. С., Єлеонська О. С. Теплові та атомні електростанції і установки : навчальний посібник. Миколаїв : Видавництво НУК, 2022. 131 с. URL: <https://rep.nuos.edu.ua/server/api/core/bitstreams/212d8736-1535-4477-b907-ca1fd208510b/content>

Додаткові

1. Контрольно-вимірювальні прилади з основами метрології : методичні рекомендації до виконання практичних робіт з дисципліни для здобувачів вищої освіти денної форми навчання ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. В. А. Мардзявко, А. Ю. Руденко. Миколаїв : МНАУ, 2024. 71 с. URL: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/handle/123456789/17168>

2. Електричне освітлення : методичні рекомендації для підготовки до лекційних робіт здобувачами за першим (бакалаврським) рівнем вищої освіти ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми здобуття вищої освіти / уклад. В. А. Мардзявко. Миколаїв : МНАУ, 2024. 155 с. URL: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/handle/123456789/17023>

3. Електротехнічні системи та комплекси : методичні рекомендації для підготовки до лекційних робіт для здобувачів початкового рівня (короткий цикл) вищої освіти ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми здобуття вищої освіти / уклад. В. А. Мардзявко, А. Ю. Руденко. . Миколаїв : МНАУ, 2024. 250 с. URL: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/handle/123456789/17025>

Навчальне видання

Генеруючі агрегати і станції

Методичні рекомендації

Укладачі: **Руденко Андрій Юрійович**

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. арк. 2,8.

Тираж 20 прим. Зам. № _____

Надруковано у видавничому відділі
Миколаївського національного університету
54020, м. Миколаїв, вул. Георгія Гонгадзе, 9

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4490 від 20.02.2013 р.