

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНА МЕТАЛУРГІЙНА АКАДЕМІЯ УКРАЇНИ

РОБОЧА ПРОГРАМА,
методичні вказівки та індивідуальні завдання
до вивчення дисципліни «Сучасні енергетичні технології»
для студентів напрямку 8.144 – Теплоенергетика

Затверджено
на засіданні Вченої ради
академії

Дніпро НМетАУ 2019

УДК 697.442

Робоча програма, методичні вказівки та індивідуальні завдання до вивчення дисципліни «Сучасні енергетичні технології» для студентів спеціальності 8.144 – Теплоенергетика / Укл. С.С. Федоров - Дніпро: НМетАУ, 2019. - 26 с.

Викладені робоча програма, методичні вказівки та індивідуальні завдання з дисципліни «Сучасні енергетичні технології», наведені пояснення до тем лекцій, самостійної роботи, рекомендована література, питання з самоконтролю. Містяться варіанти індивідуальних завдань з дисципліни, необхідний нормативно-довідковий матеріал.

Призначена для студентів спеціальності 8.144 – Теплоенергетика заочної форми навчання.

Укладач С.С. Федоров, д.т.н., проф.

Відповідальний за випуск В.О. Пінчук, д.т.н., проф.

Рецензент С.М. Форись, к.т.н., доц.

Національна металургійна академія України
49600, м. Дніпро–5, пр. Гагаріна, 4

ВСТУП

Дана робоча програма і методичні вказівки призначені для вивчення дисципліни «Сучасні енергетичні технології» студентами заочної форми навчання спеціальності 8.144 - Теплоенергетика.

Навчальна дисципліна „Сучасні енергетичні технології ” є обов’язковою і входить до циклу дисциплін природничо-наукової підготовки.

Мета вивчення дисципліни – засвоєння знань та придбання навичок, які необхідні для моделювання систем та фізичних процесів в енергетиці, проведення обчислювального експерименту, узагальнення результатів досліджень.

У результаті вивчення дисципліни студент повинен:

знати:

- основні етапи розробки математичних моделей та принципи моделювання
- існуючі методи математичного моделювання систем та процесів
- методи теорії узагальнення змінних
- методи чисельного рішення систем лінійних та нелінійних рівнянь

вміти:

- створити математичну модель об’єкту дослідження, яка адекватна фізичній моделі і дозволяє вивчати якісно і кількісно фізичну модель, визначивши межі її застосування.
- виконати аналітичне або експериментальне (зокрема, чисельне) дослідження конкретного об’єкту, який є складовою узагальненого об’єкту діяльності, використовуючи, зокрема, теорію узагальнених змінних, методи прямого, аналогового, імітаційного моделювання.
- використовувати можливості макетів прикладних програм Math CAD, MATLAB та Visual Basic при застосуванні моделювання теплотехнологічних та теплоенергетичних процесів і систем.

Зв’язок з іншими дисциплінами – Дисципліна являється завершальною при підготовці магістрів напряму „Теплоенергетика” та пов’язана з науковими дослідженнями за темами магістерських атестаційних робіт. Їй передують вивчення дисциплін «Математичні методи оптимізації», «Основи наукових досліджень», «Інтегровані комп’ютерні технології».

1. РОБОЧА ПРОГРАМА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

«Сучасні енергетичні технології»

Розподіл навчальних годин з дисципліни «Сучасні енергетичні технології» наведено в таблиці 1.1.

Розподіл навчальних годин (заочна форма навчання)

	Семестри
	I
Усього годин за навчальним планом	90
у тому числі: Аудиторні заняття	12
з них:	
- лекції	4
- лабораторні заняття	4
- практичні заняття	4
- семінари	
Самостійна робота	88
у тому числі при :	
- підготовці до занять	
- виконанні індивідуальних завдань	+
- опрацювання розділів програми, які не викладаються на лекціях	+
Підсумковий контроль	Екзамен

Студенти заочної форми навчання матеріал програми вивчають самостійно, а лекції, що читаються їм, носять допоміжний характер і ні в якому разі не можуть замінити підручники. Більш глибоке пророблення матеріалу програми вимагає читання рекомендованої літератури, що є одним з видів самостійної роботи.

Набуті знання і вміння використовуються при виконанні випускної магістерської роботи.

- технічні засоби перетворювання в зручну форму основних нетрадиційних джерел енергії:

основні співвідношення необхідні для розрахунків енергетичних установок;

вміти:

- проводити аналіз можливостей використання цих чи інших нетрадиційних джерел енергії
- здійснювати розрахунки основних параметрів енергетичних установок застосовуючи нетрадиційні джерела енергії ;
- комбінувати декілька джерел з метою отримання максимального позитивного ефекту:
- проводити аналіз ефективності використання нетрадиційних джерел енергії

Критерії успішності – отримання позитивно оцінки при складанні контрольних робіт.

Засоби діагностики успішності навчання – аналіз виконання результатів завдань при проведенні контрольних робіт.

Зв'язок з іншими дисциплінами – дисципліна є завершальною при підготовці бакалаврів напрямку «Енергетика». Їй передують вивчення дисциплін «Тепломасообмін», «Технічна термодинаміка».

Набуті знання та вміння використовуються при вивченні дисципліни «Вторинні енергетичні ресурси».

1.3 Структура та зміст дисципліни за темами

Курс «Використання нетрадиційних джерел енергії» складається з аудиторних занять (лекцій, практичних та лабораторних занять) та з опрацювання розділів програми, які не викладаються на аудиторних заняттях. Ці розділи опрацьовуються студентами самостійно згідно рекомендованої літератури [1-4], наведеної нижче.

1.3.1 Теоретичний курс

Зміст теоретичного (лекційного) курсу дисципліни (всього – 16 годин):

1. Види, основні напрямки використання та ресурси нетрадиційних поновлюваних джерел енергії (2 години).

Потенційні ресурси, технічно реалізовані ресурси, економічно доступні ресурси, оцінка світових потенційних ресурсів поновлюваних джерел енергії.

2. Сонячна енергетика (2 години).

Сонячні електростанції баштового, модульного та комбінованого типів; термохімічне та фотоелектричне перетворення сонячної енергії; сонячне теплопостачання.

3. Біоенергетика (4 години).

Ресурси біомаси і горючих поновлюваних джерел енергії, енергетичні плантації та вирощування біомаси, енергетичне використання органічних відходів, основні технології енергетичного використання біомаси, виробництво та енергетичне використання біогазу.

4. Геотермальна енергетика (2 години).

Ресурси та типи родовищ глибинного тепла Землі, парогідротермальні геотермічні електростанції, ГеоТЕС, тепло сухих гірських порід, геотермальне теплопостачання.

5. Енергія світового океану (4 години).

Види та потенційні ресурси енергії світового океану, приливні електростанції та енергія морських течій, океанічні термоградієнтні електростанції, хвильові енергетичні установки.

6. Гідроенергетика (2 години).

Гідроелектростанції, гідравлічна енергія малих річок.

1.3.2 Практичні заняття

Зміст практичного курсу дисципліни (всього – 4 години):

1. Розрахунок основних конструктивних і технологічних параметрів теплового насосу (4 години).

Розрахунки теплонасосної станції, а саме визначення її середнього коефіцієнта перетворення при заданому температурному режимі опалення та гарячого водопостачання для існуючого низькопотенційного джерела, а також визначення кількості тепла, що відпускається, споживачеві.

1.3.3 Лабораторні заняття

Зміст лабораторних робіт по курсу дисципліни (всього – 4 години):

1. Дослідження роботи сонячного колектора та фотоелектричного перетворювача (2 години).

Розрахунок теплового балансу плоского сонячного колектора та фотоелектричного перетворювача.

2. Дослідження роботи теплового насосу (2 години).

Розрахунок основних конструктивних і технологічних параметрів теплового насосу

1.3.4 Самостійна робота студентів

Зміст розділів програми, які не викладаються на аудиторних заняттях та опрацьовуються студентами самостійно згідно рекомендованої літератури [1-4] (всього – 156 годин):

1. Сонячна енергетика. Особливості сонячної енергії. Параболоїдний концентратор сонячної енергії.

Сонячна енергетика. Особливості сонячної енергії. Параболоїдний концентратор сонячної енергії. Фокони та фокліни.

2. Сонячне випромінювання на поверхні Землі. Падіння сонячного випромінювання на поверхню. Розрахунок радіації надходить на 1 м² площі.

Сонячне випромінювання на поверхні Землі. Падіння сонячного випромінювання на поверхню. Розрахунок радіації надходить на 1 м² площі. Фактори, що впливають на інтенсивність сонячного випромінювання.

3. Плоскі колектори. Загальний опис плоских колекторів. Основні характеристики.

Плоскі колектори. Загальний опис плоских колекторів. Основні характеристики. Тепловий баланс сонячного колектора.

4. Фотоелектричне перетворювання сонячної енергії. Генерація та рекомбінація. Робота сонячного елемента.

Фотоелектричне перетворювання сонячної енергії. Генерація та рекомбінація. Робота сонячного елемента. ВАХ сонячного елемента. ККД сонячного елемента.

5. Основні типи вітродвигунів Коефіцієнт корисної дії вітрового колеса Особливості вибору вітроколеса з горизонтальною віссю обертання.

Основні типи вітродвигунів Коефіцієнт корисної дії вітрового колеса Особливості вибору вітроколеса з горизонтальною віссю обертання.

6. Основні параметри вітроколеса Сили виникаючі при обтіканні профілю повітряним потоком

Основні параметри вітроколеса. Сили виникаючі при обтіканні профілю повітряним потоком. Швидкості вітру, що взаємодіють з профілем.

7. Характерні кути при обтіканні повітряного профілю Визначення довжини хорди лопаті.

Характерні кути при обтіканні повітряного профілю Визначення довжини хорди лопаті.

8. Фактори, що впливають на ККД. Стартовий момент. Порядок розрахунку, що крутить, вітрового колеса.

Фактори, що впливають на ККД. Стартовий момент. Порядок розрахунку вітрового колеса.

9. Ресурси і типи родовищ глибинного тепла Землі. Будівля Землі. Тепловий режим земних геосфер.

Ресурси і типи родовищ глибинного тепла Землі. Будівля Землі. Тепловий режим земних геосфер.

10. Витяг глибинного тепла за допомогою шпар Походження і склад термальних вод. Парогідротермальні та геотермічні електростанції.

Витяг глибинного тепла за допомогою шпар Походження і склад термальних вод. Парогідротермальні та геотермічні електростанції.

11. Ресурси біомаси і паливних поновлюваних джерел енергії Види біомаси Енергетичні плантації і вирощування біомаси.

Ресурси біомаси і паливних поновлюваних джерел енергії Види біомаси Енергетичні плантації і вирощування біомаси.

12. Піроліз. Процес біоконверсії. Порівняння методів переробки твердих відходів. Інші технології енергетичного використання біомаси. Виробництво біогазу. Виробництво добрив.

Піроліз. Процес біоконверсії. Порівняння методів переробки твердих відходів. Інші технології енергетичного використання біомаси. Виробництво біогазу. Виробництво добрив.

2 ЗМІСТ ТА МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ЗА ТЕМАМИ ДИСЦИПЛІНИ

2.1 Методичні вказівки до теоретичного курсу дисципліни

2.1.1 Тема 1. Види, основні напрямки використання та ресурси нетрадиційних поновлюваних джерел енергії

Дефицит топлива в Украине и связанный с этим затяжной энергетический кризис и ненадежность энергоснабжения требуют экстренных мер по совершенствованию и оптимизации топливно-энергетического баланса страны, экономии и повышения эффективности использования всех видов ТЭР, углубления переработки нефти, расширения масштабов использования атомной энергии, обогащения и газификации угля.

Наряду с этими направлениями большое внимание должно уделяться освоению альтернативных источников энергии, прежде всего, нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ). К ним относятся солнечная энергия, энергия биомассы и горючих возобновляемых энергоресурсов, глубинное тепло земли, энергия ветра, энергия Мирового океана и речных стоков. Не все они в равной мере важны для Украины, но специалист теплоэнергетик должен иметь представление об их потенциале, технологиях производства и использования энергоносителей и оборудовании, необходимом для этого, представлять себе экономические показатели НВИЭ.

Ресурсы НВИЭ целесообразно подразделять на следующие виды: потенциальные, технически реализуемые и экономически доступные.

Потенциальные ресурсы - общее количество энергии в окружающей среде, принципиально доступное для практического использования.

Технически реализуемые ресурсы - та часть потенциальных ресурсов, которая может быть использована для практических целей с использованием средств современной технологии без существенного ущерба окружающей среде.

Экономически доступные ресурсы - та часть технически реализуемых ресурсов, освоение которых конкурентоспособно с альтернативными технологиями и обеспечено финансовыми, материальными и трудовыми ресурсами.

Потенциальные ресурсы НВИЭ столь велики, что по энергетическому эквиваленту в расчете только на один год они многократно превышают суммарные запасы всех видов топлива в недрах Земли.

Оценка мировых потенциальных ресурсов возобновляемых источников энергии дана в табл.2.1.

Что касается технически реализуемых и экономически доступных ресур-

сов НВИЭ, то уровень достигнутых знаний позволяет достаточно уверенно ранжировать все известные технологии использования НВИЭ по следующим признакам:

- I - экономически доступные в настоящее время;
- II - экономически доступные в ближайшем будущем (15-20 лет);
- III - экономически доступные в обозримой перспективе (40-50 лет);
- IV - экономическая эффективность проблематична или возможна в отдаленной перспективе (более 50 лет).

Таблица 2.1 – Оценка мировых потенциальных ресурсов НВИЭ

Виды ресурсов	Потенциальные ресурсы, Дж/год
Солнечная энергия	
На верхней границе атмосферы Земли	$6 \cdot 10^{24}$
На поверхности суши	$4,5 \cdot 10^{23}$
На поверхности Мирового океана	$1,0 \cdot 10^{24}$
Биомасса	
На суше	$1,5 \cdot 10^{21}$
В Мировом океане	$7,0 \cdot 10^{20}$
Органические отходы	$6,5 \cdot 10^{19}$
Глубинное тепло Земли (до 10 км)	
Геотермальный тепловой поток	$1 \cdot 10^{20}$
Гидротермальные ресурсы	$4,0 \cdot 10^{22}$
Энергия ветра	$6,5 \cdot 10^{19}$
Энергия течения рек	$3,0 \cdot 10^{18}$
Энергия Мирового океана	
Тепловая энергия (температурный градиент)	$3,5 \cdot 10^{20}$
Энергия океанических течений	$2,5 \cdot 10^{19}$
Энергия морских волн	$3 \cdot 10^{18}$
Энергия приливов	$6,5 \cdot 10^{19}$
Энергия прибоев	$1 \cdot 10^{18}$
Энергия градиентов солености	$1 \cdot 10^{18}$

2.1.2 Сонячна енергетика

Характеристики солнечного излучения.

Тепловой поток солнечного излучения на поверхности Земли огромен: $1,5 \cdot 10^{24}$ Дж/год. Однако плотность такого потока сравнительно невелика-на поверхности Земли в среднем 240 Вт/м^2 .

В каждой точке Земли интенсивность солнечного излучения зависит от географического положения, времени года и суток, атмосферных и климатических условий. Так, например, в перспективных для использования солнечной энергии районах Украины суммарная солнечная радиация на 1 м^2 поверхности Земли колеблется от $1150 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$ в районе Киева до $2000 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$ в Крыму.

Число часов солнечного сияния в Украине составляет 1800-2500ч.

Несмотря на относительно низкую плотность солнечного излучения, оно может быть эффективно использовано для получения теплоты низкого и среднего потенциала.

С помощью солнечных концентраторов можно обеспечить и достаточно высокие температуры рабочего тела, необходимые для эффективной работы тепловых двигателей.

Солнечные электростанции башенного типа.

Одним из возможных направлений использования солнечной энергии является ее термодинамическое преобразование в электрическую. Такой способ перспективен для южных регионов Украины.

В современных проектах широко распространена получившая мировое признание концепция солнечных электростанций (СЭС) башенного типа, разработанная еще в 50-х годах в СССР в ЭНИНе (Государственном научно-исследовательском энергетическом институте им. Г.М. Кржижановского). Суть этой концепции заключается в том, что вместо применения сложных криволинейных параболических зеркал для концентрации солнечного излучения были предложены плоские зеркала-гелиостаты, размещаемые на плоской поверхности Земли. Отраженные от гелиостатов солнечные лучи направляются на поверхности нагрева солнечного парогенератора, установленного на высокой башне.

Во многих развитых странах мира (США, Франция, Италия, Испания, Япония) сооружены пилотные СЭС мощностью от 0,5 до 30МВт.

Так, СЭС Solar-1 в Барстоу (Калифорния, США) имеет мощность 10 МВт. Стоимость станции 141 млн.долл., т.е. 14 тыс.долл./кВт., что примерно в 10 раз больше, чем на АЭС. Параметры станции впечатляют. Поле гелиостатов занимает площадь до $0,3 \text{ км}^2$, площадь зеркал на нем 70 тыс.м^2 , а их число 1800 шт.

Высота башни, на которой устанавливается теплоприемник-парогенератор, до 100 м, площадь теплоприемника до 300 м^2 (цилиндр высотой 13м, диаметром 7м), температура лучевоспринимающих поверхностей до 530°C .

Зеркальные поверхности необходимо мыть не реже I раза в месяц, так как за этот срок производительность СЭС может снизиться на 8%.

СЭС имеет тепловой аккумулятор, представляющий собой резервуар с масляно-галечным наполнителем, позволяющий обеспечить работу турбины на уровне 7 МВт в течение 4 ч. Перегретый пар с температурой 510°C поступает либо в паровую турбину, либо в аккумулятор.

Степень безотказности работы гелиостатов более 98%, обеспечен автоматический режим работы СЭС с группой наблюдения, состоящей всего из 4 чел.

В 1985г. на территории Украины была пущена первая в стране паротурбинная СЭС мощностью 5 МВт (п. Щелкино Крымской области, там, где должна была быть построена Крымская АЭС, строительство которой не было завершено из-за Чернобыльской аварии). Гелиостаты оборудованы системами автоматического слежения за положением Солнца на небосводе. Эта СЭС в течение года вырабатывает до 6 млн. кВт·ч электроэнергии и обеспечивает экономию до 2 тыс. т.у.т.

На солнечных электростанциях используется двухконтурная тепловая схема: в первом контуре в качестве теплоносителя применяют смесь солей 53% KNO_3 , 40% NaNO_3 и 7% NaNO_2 или жидкий металлический натрий, во втором контуре воду. К.п.д. СЭС находится в пределах 10-20%.

Выполнены расчеты и проработки СЭС мощностью 200 и 320 МВт, каждая из которых состоит из четырех блоков, соответственно, по 50 и 80 МВт. Параметры пара на этих СЭС 6-9 МПа при температуре $450\text{-}510^\circ\text{C}$. Техничко-экономические показатели крупных СЭС значительно лучше, чем малых. Так, например, удельные капитальные вложения в СЭС мощностью 200 МВт могут быть снижены до 2300 долл./кВт. Однако для того, чтобы такие СЭС были конкурентоспособными, необходимо снизить удельные капитальные затраты по крайней мере еще в 3 раза по сравнению с проектными.

В стоимости СЭС наибольший удельный вес от 40 до 70% занимает поле гелиостатов. Показано, что при удельной стоимости гелиостатов 132 долл./ м^2 СЭС будут конкурентоспособны с ТЭС и АЭС.

Солнечные электростанции модульного типа.

Наряду с башенными СЭС существуют также тепловые СЭС модульного типа. На таких СЭС рабочее тело (обычно вода) нагревается с помощью параболических или параболических концентраторов до $250\text{-}450^\circ\text{C}$. При этом

рабочее тело собирается от всех приемников и направляется на тепловую машину, которая может работать по циклу Ренкина, Брайтона или Стирлинга.

Так же, как и СЭС башенного типа, модульные СЭС оснащаются тепловыми аккумуляторами. Модульные СЭС не нуждаются в башне для размещения теплоприемника. Однако транспорт энергии от отдельных зеркал по трубопроводам менее экономичен, чем прямое излучение от гелиостатов к центральному приемнику.

В настоящее время построены модульные СЭС в США, Франции, Италии, Японии, Австрии. КПД модульных СЭС достигает 27%. Материалоемкость СЭС составляет 5000 кг/кВт, в то время как для ТЭС это около 500 кг/кВт. Применение легких отражателей (металлизированные пленки) может в 10 раз снизить металлоемкость СЭС модульного типа. Удельные капитальные вложения современных модульных СЭС составляют порядка 3000-4000 долл./кВт. СЭС модульного типа имеют определенные перспективы как для небольших установок, так и для крупных СЭС мощностью до 40-50 МВт.

Комбинированные солнечные электростанции.

Концепция комбинированных солнечных электростанций (СТЭС) состоит в увязке тепловой схемы СЭС с топливным дублером, максимально используя преимущества такого комбинирования.

Так, например, вариант СТЭС мощностью 200 МВт имеет 100 МВт, обеспечиваемых солнечной частью, остальные 100 МВт получают за счет сжигания органического топлива.

Параметры пара составляют 540°C и 13 МПа, что позволило увеличить термический КПД термодинамического цикла более чем в 1,4 раза.

Удельный расход органического топлива на СТЭС находится в пределах 200-290 г/кВт·ч, в то время как на обычных конденсационных энергоблоках он составляет 360 г/кВт·ч. Экономия топлива составляет 20-35%. Удельные капитальные вложения оцениваются на уровне 800-900 долл./кВт.

В США рассмотрены варианты модернизации существующих ТЭС с созданием солнечных пристроек.

Для экономии топлива предложено переоборудовать ряд газомазутных ТЭС в юго-западной части США. При отсутствии солнечного излучения рабочее тело нагревается за счет сжигания топлива. Удельные капиталовложения составляют 644 долл./кВт. Термический КПД СТЭС составляет 38%, а общий 18%.

Широкое использование солнечной энергии в тепловых схемах ТЭС и ТЭЦ для предварительного подогрева питательной воды экономически эффек-

тивно благодаря небольшим капитальным затратам, высокому термическому КПД и большим срокам эксплуатации.

Существенно важным фактором является то, что комбинированная СТЭС обладает рядом новых положительных качеств, которые недоступны при раздельной эксплуатации СЭС и ТЭС. Прежде всего это выражается в коэффициенте использования установленной мощности. Так, если этот коэффициент составляет для СЭС 0,2-0,3, для ГЭС 0,3-0,4, для ТЭС 0,5-0,6, то для СТЭС 0,7-0,8.

При раздельном сооружении СЭС и ТЭС пришлось бы дублировать такие элементы, как машинный зал, паротурбинная установка, паропроводы, вспомогательные механизмы, электрогенератор, трансформаторная подстанция, электрохозяйство и электрические сети. Соответственно удвоилась бы и территория, необходимая для размещения указанного оборудования.

Существенным фактором является и то, что в отличие от обычных ТЭС, топливо на СТЭС используется только в пиковой или полупиковой части графиков нагрузки, т.е. не более 3000-4000 ч в год.. Маневренные характеристики СТЭС значительно лучше, чем у любого типа электростанций. СТЭС благодаря наличию аккумуляторов и топливного дублера может работать практически по любому графику нагрузки.

Подсчитано, что высокотемпературная суперсовременная СТЭС с газотурбинным циклом может иметь к.п.д. 43,8% при капитальных затратах 1260 долл./кВт. Для сравнения: капитальные затраты в сооружение АЭС-1500, пылеугольной ТЭС-2000 долл./кВт.

Термохимическое преобразование солнечной энергии.

Суть этого направления заключается в следующем. Известен широкий класс эндотермических реакций, протекающих с внешним подводом высокопотенциального тепла. Некоторые из таких реакций широко применяются в промышленности для осуществления тех или иных энергоемких технологических процессов. При этом подвод тепла обычно осуществляется за счет сжигания топлива. В связи с затратами дополнительной энергии на протекание эндотермических реакций считалось, что эти энергоемкие процессы не могут представлять интереса для повышения эффективности энергетических устройств.

Положение коренным образом меняется, если в этих реакциях в качестве источника дополнительного тепла использовать вместо энергии сжигаемого топлива концентрированную солнечную энергию. В этом случае отдельные реакции, прежде всего в области термохимической переработки органических теплов, оказываются весьма перспективными для энергетических процессов.

Высокотемпературный метод преобразования солнечной энергии позволяет обеспечить увеличение производительности и снижение стоимости процесса термической газификации угля.

Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии.

Предельная простота обслуживания, малая масса, высокая надежность и стабильность фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) делают их весьма, привлекательными для широкого использования. Однако этому в значительной мере препятствует их чрезмерно высокая стоимость.

Несмотря на высокую стоимость, ФЭП уже в настоящее время находят применение для энергообеспечения многочисленных наземных автономных потребителей небольшой мощности (до 1000 Вт), а также для питания маломощной радиоэлектронной и радионавигационной аппаратуры. КПД этих установок пока не превышает 10-12%. Стоимость наземных солнечных батарей примерно в 100 раз выше традиционных ТЭС и АЭС.

Серьезным затруднением при использовании ФЭП является аккумулярование энергии. Применение электрохимических аккумуляторов обходится дорого.

ФЭП могут стать конкурентоспособными, если их стоимость снизится с 8-10 тыс.долл./кВт до 300-500 долл./кВт.

Солнечное теплоснабжение (СТС).

СТС - технически наиболее доступный путь использования солнечной энергии. На отопление, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха в странах с умеренным, климатом расходуется 25-30% от общего потребления энергии.

С целью экономии энергии в мире широко используются пассивные системы солнечного обогрева зданий и сооружений, в основе которых лежат рациональные архитектурно-планировочные решения. Часто такие системы применяются в сочетании с естественной или принудительной циркуляцией нагретого за счет солнечного излучения воздуха.

Основной элемент активных систем СТС - солнечный коллектор, представляющий собой водонагреватель в виде штампованных или сварных стальных, алюминиевых, пластмассовых или резиновых панелей. КПД таких коллекторов достигает 60%.

Поглощающий элемент коллектора воспринимает солнечную радиацию и передает энергию теплоносителю. Форма поглощающего элемента чаще всего змеевиковая трубчатая или трубчато-ребристая.

Тепловая защита в виде теплоизоляции обеспечивает снижение теплопотерь в окружающую среду. Со стороны, обращенной к солнцу, тепловая защита выполняется в виде прозрачных для солнечной радиации ограждений. Их устанавливают на некотором расстоянии от поглощающего элемента, что позволяет уменьшить потери в атмосферу. Материалом для них служит стекло или полимерная пленка.

Производительность коллектора в летний солнечный день достигает 70-100 литров воды с температурой (55-70)°C на 1м² коллектора.

Стоимость солнечных коллекторов составляет 80 – 100 долл./м².

В области создания систем СТС одной из наиболее важных задач является изготовление эффективных солнечных коллекторов из дешевых заменителей металла — резины, пластмасс и композитных материалов. Масса стальных солнечных коллекторов составляет 60 кг на 1 м² поверхности коллектора, алюминиевых - 25 кг/м², масса резиновых панелей составляет 5 кг/м².

В Германии выпускаются солнечные коллекторы из пластмассовых ребристых труб, устойчивых к ультрафиолетовому излучению и температурам до 140°C. Стоимость 1 кВт·ч тепловой энергии, полученной с помощью таких труб, составляет 0,05 марки, в то время как для обычных коллекторов - 0,6 марки. Для сравнения: стоимость 1 кВт·ч тепловой энергии, полученной при сжигании жидкого топлива, 0,29 марки, с помощью теплового насоса 0,22.

2.1.3 Тема 3. Биоэнергетика

Ресурсы биомассы и горючих возобновляемых источников энергии.

Из всех видов природных возобновляемых энергоресурсов наиболее ценными являются такие, которые позволяют получать высокопотенциальную энергию. К ним можно отнести горючие энергоресурсы, состоящие в основном из углерода, водорода, углеводородных и некоторых неорганических соединений.

Из всех этих колоссальных ресурсов углерода человечество научилось интенсивно использовать лишь ничтожную часть, а именно, возобновляемые ресурсы ископаемых топлив и отчасти возобновляемых топлив растительного происхождения, преимущественно в виде дров. Человечество стоит перед реальной угрозой истощения запасов ископаемого топлива и, прежде всего, таких высококачественных его видов, как нефть и природный газ. Между тем, только за счет фотосинтеза ежегодно производится $7 \cdot 10^{11}$ т углерода, что в 5-7 раз больше, чем в настоящее время используется для энергетических нужд.

В табл. 2.2. показано содержание углерода (в тоннах) на Земле и в Мировом океане.

Таблица 2.2 – Мировой углеродный баланс

Донные отложения Мирового океана	$2 \cdot 10^{15}$
Неорганические соединения в глубинных слоях Мирового океана	$4 \cdot 10^{13}$
Органические соединения в глубинных слоях Мирового океана	$2 \cdot 10^{12}$
Ископаемые топлива в недрах Земли	$1 \cdot 10^{12}$
Растительный мир Земли	$8 \cdot 10^{11}$
Неорганические и органические соединения в поверхностных слоях Мирового океана	$6,5 \cdot 10^{11}$
Живые организмы в поверхностных слоях Мирового океана	$2 \cdot 10^9$

В результате фотосинтеза растений на поверхности Земли ежегодно образуется 150 млрд.т биомассы и в океане 50 млрд.т. Из этой биомассы в настоящее время используется лишь 1,25%.

Конечно, было бы грубейшей ошибкой рассматривать потенциальные ресурсы биомассы только в качестве источника энергии. Биомасса необходима прежде всего для поддержания всех форм жизни на Земле. Невозможно переоценить и благоприятное экологическое воздействие растительного мира на окружающую среду.

Если говорить о практическом использовании биомассы, то это, прежде всего, сырьевая база для решения продовольственной проблемы. Во-вторых, это ценнейшее химическое сырье. Лишь в последнюю очередь биомассу можно рассматривать в качестве источника энергии и то лишь в тех случаях, когда энергетическое использование не сопряжено с уменьшением продовольственных запасов и отрицательным воздействием на окружающую среду. Разумеется, промышленное использование таких источников энергии возможно лишь по мере создания экономически доступных технологий.

Биомасса является четвертым по значению (после нефти, газа и угля) видом топлива и заменяет сегодня 1млрд250млн т.у.т., что составляет 15% мировых первичных ТЭР, а в развивающихся странах-до 38%. В основном биомасса используется в сельскохозяйственных районах развивающихся стран, где проживает около половины всего населения земного шара. Значительное количество энергии из биомассы вырабатывается и в промышленно развитых странах-в США 4%, Дании 6%, Канаде 7%, Австрии 14%, Швеции 16% от общего потребления первичных ТЭР.

По данным Комиссии ЕЭС по освоению энергии биомассы, страны Западной Европы могут получать из городских, промышленных и сельскохозяйственных отходов 100-200 млн. т.у.т. в год.

Характерны три вида биомассы, из которых производится наибольшее количество энергии: отходы дерева, твердые городские отходы, сельскохозяйственные отходы. Более половины урожая биомассы приходится на долю лесов.

Все продукты фотосинтеза как в виде растительной массы, так и органических отходов могут быть использованы для получения топлива.

Энергетические плантации и выращивание биомассы.

В настоящее время во многих странах мира принимаются практические меры по специальному выращиванию быстрорастущих деревьев и высокоурожайных растений для энергетических нужд. Исследование ряда быстрорастущих культур (тополь, платан, акация, ива, осина, клен) показывает, что их рост может быть значительно ускорен. Урожайность может быть повышена до 40% путем использования генетических факторов.

В Бразилии выращивают сахарный тростник, сорго и маниоку для получения этанола, который используется в качестве добавки (до 20%) к бензину. В США для тех же целей широко используются посадки кукурузы. Серьезный интерес к производству этанола проявляют в Австралии за счет выращивания маниоки, и Новой Зеландии — за счет сахарной свеклы. Весьма перспективно разведение в США, в Средиземноморье и ряде других районов мира эйфорбии (молочай). Полученное из него моторное топливо может конкурировать по стоимости с привозной нефтью.

В ряде стран для энергетических целей выращивают водоросли. Средний урожай в сутки при этом достигает 30 г на 1 м². С 1 гектара за сезон можно получить до 36 т биомассы, переработав ее - 10 тыс.м³ метана.

Наиболее продуктивными водорослями являются бурая водоросль макроцистис, распространенная у побережий. Ее урожайность достигает 450-1200 т сырой массы с 1 гектара. Широко распространен бурно развивающийся сорняк - водяной гиацинт, который может успешно выращиваться в водоемах. Красная водоросль грацилярия имеет чрезвычайно высокую скорость продуцирования, превышающую таковую у наземных растений.

Разумеется, специальное выращивание энергетических плантаций, а также использование естественных лесных угодий не должны разрушать сложившиеся экосистемы и не должны осуществляться в ущерб производству продуктов питания.

Энергетическое использование органических отходов.

В развитых странах на 1 человека приходится до 5 т сухих органических отходов в год. К примеру, в США общий годовой объем органических отходов достигает 1 млрд.т. При этом городские отходы составляют примерно 25% и до 75% - отходы сельскохозяйственного производства, в т.ч. 25% отходы животноводства (навоз). Из этого количества отходов можно производить такое количество газа и жидкого топлива, которое эквивалентно 180 млн.т.у.т.

За счет переработки органических отходов крупных городов может быть обеспечено производство горючих газов в следующих объемах (в млн. м³/год): Токио 190, Нью-Йорк 180, Лондон 120, Москва 100.

В сельском хозяйстве наиболее значительными являются отходы зернопроизводства.

Основной источник твердых и жидких отходов с высоким содержанием органических веществ - пищевая промышленность (консервные, молочные, пивные и спиртоводочные заводы).

Энергетическое использование биомассы может обеспечить до 15% потребностей в ТЭР в промышленно развитых странах.

Основные технологии энергетического использования биомассы.

Основные технологии энергетического использования биомассы можно представить следующим образом (табл. 2.3.)

Таблица 2.3 – Технология использования биомассы

Вид биомассы	Процесс	Продукты
Сухая биомасса	Сжигание	Тепловая энергия
	Газификация	Горючие газы, метанол
	Пиролиз	Горючие газы, смола, древесный
	Гидролиз и дистилляция	Этиловый спирт
Влажная биомасса	Брикетирование прессова-	Топливные брикеты
	Анаэробное сбраживание	Биогаз
	Сбраживание и дистилляция	Этиловый спирт

В настоящее время широко используется сжигание отходов древесины, а также брикетирование прессованием коры, щепы и отходов древесины, не используемых в процессах химической переработки.

Например, английская фирма Thetford International Products производит отопительные брикеты цилиндрической формы диаметром 60-80 мм из отходов бумаги, картона, опилок, щепы, шелухи зерна и т.д. Теплота сгорания 14,5-16,5 МДж/кг. Содержание остаточной влаги не превышает 20%. Брикеты выдерживают длительное хранение и пользуются большим спросом в качестве бытового топлива.

Расширяются масштабы использования древесных отходов в качестве энергетического топлива. Разработаны машинные методы рубки и измельчения кустарника для использования в качестве энергетического топлива. Разработаны конструкции котлов с топками для сжигания биомассы кустарников с потреблением 1500 т у.т. / год и КПД 75% и котлы, оборудованные топкой с циркулирующим кипящим слоем для сжигания древесных отходов при минимальном загрязнении окружающей среды.

Важным направлением является анаэробное сбраживание, прежде всего отходов животноводства и сточных вод, для получения метана и ценных органических удобрений. На 1 кг твердого вещества свиного навоза и куриного помета получают 0,8 м³ биогаза, крупного рогатого скота-0,6 м³.

Производство и энергетическое использование биогаза.

Одним из наиболее перспективных в настоящее время направлений энергетического использования биомассы является производство биогаза. Биогаз — продукт анаэробного разложения микроорганизмами органических веществ. Состав биогаза: CH₄ (50-80)%, CO₂ (20-50)%. Теплотворная способность составляет 21-25 МДж/м³. Из 1 т сухого навоза можно получить 0,75 т.у.т.

Огромное количество биогазовых установок имеется в Китае и Индии, причем в Китае они покрывают до 30% потребности населения в топливе.

Применение биогазовых установок с учетом получения как топлива, так и высокоценных обеззараженных органических удобрений экономически эффективно. При снижении капитальных затрат на 30% биогазовые установки могут стать приемлемыми для большого числа хозяйств. Во Франции достигнут срок окупаемости современных ферментационных установок 5 лет.

Для нормального течения процесса ферментации необходимы температуры не менее 35°C. Такая температура легко обеспечивается в южных районах за счет использования солнечной энергии. В северных районах и районах с умеренным климатом необходим дополнительный подогрев.

Для производства биогаза используют также сточные канализационные воды и городские бытовые отходы. В ряде стран активно работают над проблемой получения биогаза из городских свалок. Органическая часть мусора (~ 50%)

в присутствии воздуха и под воздействием бактерий превращается в биогаз. Из каждой тонны отходов получают примерно 200 м³ биогаза. Интенсивное выделение биогаза начинается через год после складирования и продолжается несколько лет.

Пример. Для газоснабжения кирпичного завода (Германия) использовали карьер площадью 7 га и глубиной 24 м, заполненный бытовыми отходами. Газ поступал из 30 скважин, в которые на глубину 15 м были опущены перфорированные пластмассовые трубы. Радиус действия каждой скважины 30 м. Производство биогаза достигает 800 м³/ч. Перекрывая часть скважин, регулируют расход газа. Газ подается к горелкам с автоматическим регулированием, обеспечивающим полное его сгорание.

Капиталовложения на производство биогаза на фермах составляют 1-2 тыс. долл. на единицу крупного скота. Удельные капитальные вложения в дизель-генераторы, работающие на биогазе, - 2-3 тыс. долл./кВт.

В промышленной эксплуатации в настоящее время находятся биоэнергетические станции по переработке осадков городских сточных вод в Киеве, Харькове и Одессе, промышленная установка на отходах свинофермы в г. Сумы и ряд других.

Одним из важных направлений использования биогаза как высококалорийного топлива является получение электроэнергии. Спрос на децентрализованное энергетическое оборудование постоянно растет. Стоимость газовых двигателей, работающих на биогазе, по расчетам составит в зависимости от мощности и используемого термодинамического цикла 1300-1750 долл./кВт. КПД газовых двигателей выше и они проще в эксплуатации, чем паросиловые установки. При производстве энергии из биомассы необходимо учитывать затраты энергии на всех стадиях переработки. Стоимость всех видов энергии следует подсчитывать не в пределах технологической установки, а с учетом поля, где выращивается или собирается исходное сырье. В этом случае следует включать в расчеты энергию, требуемую для производства, переработки и транспорта сырья. Аналогично, эффективность выхода побочного продукта при переработке биомассы должна оцениваться в единицах эквивалентной энергии, которая потребовалась бы для получения этого продукта как основного.

Количество органических отходов в Украине только в животноводстве достигает 60 млн т. в пересчете на сухую массу. При их полном использовании можно получить 12 млрд м³ биогаза (это эквивалентно 8,5 млн т.у.т.) и 42 млн т удобрений.

В Украине ежегодно накапливается около 13 млн т. твердых бытовых отходов, в которых содержится до 65% органических веществ. Микробиологиче-

ская переработка этих отходов позволила бы получить еще 2,5 млрд м³ биогаза и предотвратить загрязнение среды обитания.

Общие потенциальные резервы страны по производству биогаза из органических отходов составляют примерно 30 млрд м³, что позволило бы на 25% уменьшить импорт природного газа, обеспечить автономность энергоснабжения сельского хозяйства.

2.1.4 Геотермальная энергетика

Ресурсы и типы месторождений глубинного тепла Земли.

Потенциальные ресурсы глубинного тепла Земли оцениваются в 10^{24} Дж.

В мире известны 5 типов месторождений глубинного тепла Земли: парогидротермы (месторождения пара и самоизливающейся пароводяной смеси), гидротермы (месторождения самоизливающейся горячей воды), термоаномальные зоны (месторождения тепла, имеющие повышенный температурный градиент в водонасыщенных проницаемых горных породах), петрогеотермальные зоны или тепло сухих горных пород (зоны, имеющие на доступных глубинах нагретые до достаточно высоких температур малообводненные и слабопроницаемые горные породы), магма (нагретые до 1300°C расплавленные горные породы).

В настоящее время практически единственным источником геотермальной энергии являются парогидротермы и гидротермы, которые применяются для получения как электрической энергии при температурах пара или пароводяной смеси выше 150°C, так и тепловой энергии при температурах 30-150°C.

Использование геотермального пара для производства электроэнергии впервые в мире было начато в 1904 г. в Италии на месторождении Лардерелло с пуска установки с пароводяным двигателем 15 кВт.

После энергетического кризиса 1973г. геотермальная энергетика начала быстро развиваться. К 1985г. мощность ГеоТЭС в 15 странах мира составила 5800 МВт. В настоящее время на долю США, Исландии, Новой Зеландии, Японии, Филиппин и Италии приходится 90% мирового потребления геотермальной энергии.

На ряде месторождений целесообразно комплексное использование с извлечением ценных минеральных компонентов термальных вод, что существенно улучшает технико-экономические показатели. Геотермальные скважины обычно в 2-5 раз дороже аналогичных нефтяных, а на бурение и обустройство скважин приходится около половины общих капиталовложений в ГеоТЭС.

Парогидротермальные геотермические электростанции.

Практически все действующие в настоящее время ГеоТЭС работают на парогидротермах. Использование парогидротерм при температурах выше 150°C позволяет получать электроэнергию непосредственно от отсепарированного от воды пара с помощью паротурбинных установок. Такие ГеоТЭС при современных ценах на топливо, как правило, экономически эффективны и успешно конкурируют с традиционными ТЭС и АЭС-стоимость электроэнергии на 25-30% ниже, чем на традиционных электростанциях. Стоимость строительства ГеоТЭС на 38% ниже, чем на АЭС, и на 50% ниже, чем на пылеугольных ТЭС равной мощности.

На рис. 2.1. представлена схема простейшей геотермальной электростанции с непосредственным использованием природного пара в турбине. Природный пар из скважины 1 подается прямо в турбину 2 с последующим выходом в атмосферу (неминерализованный пар) или в устройство, улавливающее ценные химические вещества (минерализованный пар). По этой схеме электростанция работает без конденсаторов, капитальные и эксплуатационные затраты минимальные, занимает небольшую площадь, минимум вспомогательного оборудования, легко приспособляется как переносная.

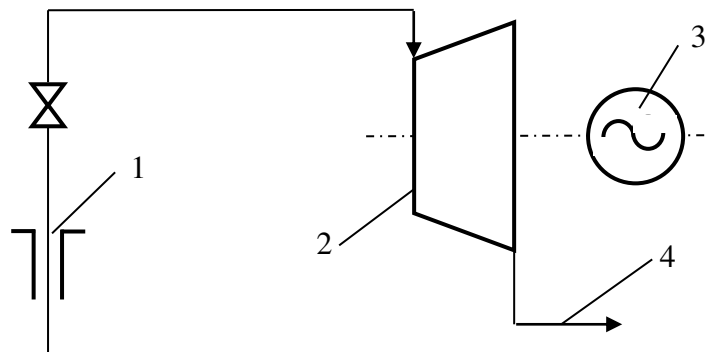


Рисунок 2.1 – Схема геотермальной электростанции с непосредственным использованием природного пара

1-скважина; 2-паровая турбина; 3-электрогенератор;
4-выход в атмосферу или на химический завод

На рис. 2.2. представлена схема геотермальной электростанции с паропреобразователем, которая применяется там, где природный пар имеет высокую температуру и в нем содержится большое количество газов и солей. Природный пар из скважины 1 поступает в паропреобразователь 2, где отдает свое тепло вторичному теплоносителю. Затем сконденсировавшийся пар поступает в дега-

затор 3, откуда газы выбрасываются 6 в атмосферу, а минерализованная вода поступает на извлечение соли 5 или в реинъекционную скважину. Чистый вторичный пар направляется в конденсационную турбину 7, вращающую электрогенератор 8, затем в конденсатор 9, где он охлаждается водой, проходящей градирню 10. Из конденсатора конденсат снова направляется в паропреобразователь 2.

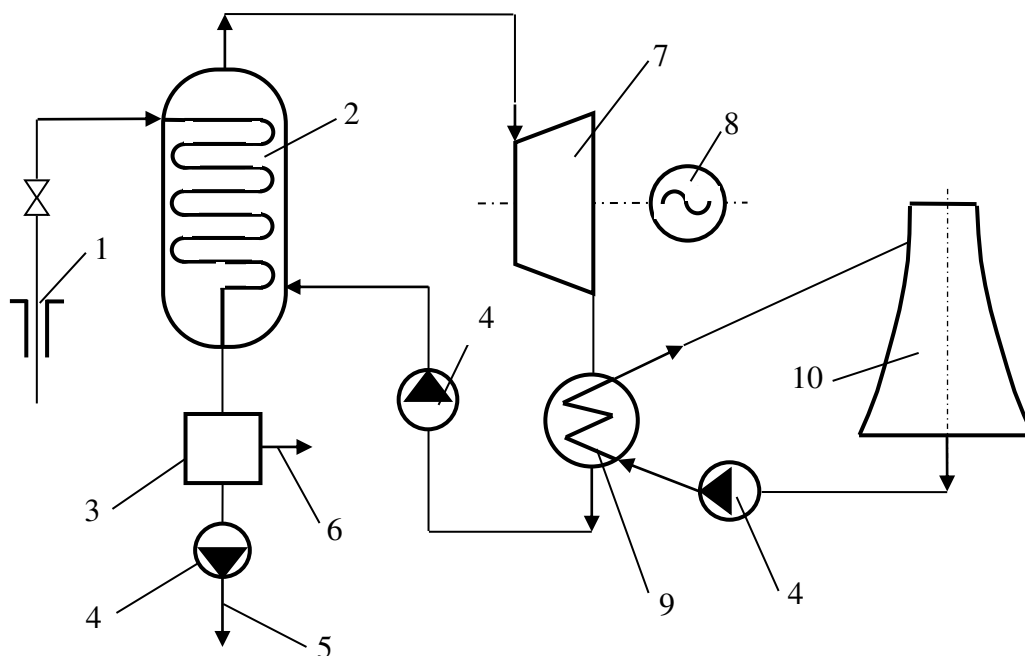


Рисунок 2.2 – Схема геотермальной электростанции с паропреобразователем

1-скважина; 2-паропреобразователь; 3-дегазатор; 4-насос;
5-на химзавод или сброс; 6-сброс газов; 7-паровая турбина;
8-электрогенератор; 9-конденсатор; 10-градирня

Парогидротермальные месторождений размещены лишь в районах активной вулканической деятельности. Таких мест на Земле относительно немного. В этой связи представляет большой практический интерес освоение водонасыщенных термоаномальных зон, которые размещены более равномерно и на значительно большей территории Земли. Так, например, на бывшей территории СССР потенциал известных термоаномальных зон (на доступных глубинах до 4000 м) оценивается в 150 ГВт, в том числе на территории европейской части-80 ГВт. Такие зоны могут быть освоены с помощью искусственных подземных циркуляционных систем (ПЦС).

Разработка ПЭС имеет большое значение также и для освоения в перспективе глубинного тепла сухих горных пород. Кроме того, реинжекция отработанного геотермального теплоносителя в водоносные пласты — важное средство охраны окружающей среды и поддержания пластового давления в парогидротермальных ГеоТЭС.

ГеоТЭС с низкокипящими рабочими телами.

Геотермальные воды с температурой ниже 150°C могут быть использованы с помощью паротурбинных установок, работающих с низкокипящими рабочими телами - фреоном, изобутаном, аммиаком, хладоном-114 и др.

Удельная стоимость энергии на таких энергоустановках 1000-1200 долл./кВт.

В 1984г. в штате Калифорния пущена двухконтурная ГеоТЭС “Mammoth”. Геотермальный рассол с температурой 160°C добывается с глубины (120-240) м с помощью штанговых погружных насосов. Расход рассола 82 кг/с, температура закачки (65-75)°C. В качестве рабочего тела используется изобутан. Давление и температура на входе в турбину 3,4 МПа и 125°C. Температура конденсации 23°C.

Комбинированные ГеоТЭС.

Разработаны тепловые схемы комбинированных геотопливных ГеоТЭС, отличающихся высокой экономичностью. Удельные капитальные вложения на таких ГеоТЭС снижаются в 1,7-2,0 раза, на каждый 1 кВт установленной мощности обеспечивается экономия не ниже 1,5 т у. т. в год, при этом можно использовать не только местные сорта топлива, но и горючие газы, растворенные в термальных водах.

В Великобритании геотермальные воды, добываемые с глубины 2500 м с температурой 90°C успешно используют для предварительного подогрева питательной воды на ТЭС, благодаря чему достигается стабильное увеличение выработки электроэнергии на 2%.

Тепло сухих горных пород.

Суть заключается в отъеме геотермального тепла сухих горных пород с помощью циркуляционной водяной или водопаровой петли, создаваемой опускными и подъемными скважинами, соединяемыми между собой на большой глубине с помощью гидроразрыва. Вода закачивается в скважину, отбирает в природном теплообменнике тепло горных пород при температуре порядка 150°C, поднимается на поверхность нагретой, после чего используется традиционно.

В Украине исследования по использованию тепла сухих горных пород

проводятся на Залужской площади в Закарпатье.

Геотермальное теплоснабжение.

Гидротермальные ресурсы широко используются для целей теплоснабжения более чем в 50 странах мира. Геотермальные воды, пригодные для цепей теплоснабжения, имеются в 130 странах.

Наиболее широко используются гидротермальные ресурсы в Японии, Исландии, Венгрии, Италии, США, Франции. Геотермальное теплоснабжение в Исландии обеспечивает ежегодную экономию 250 тыс. т нефти.

На территории Украины термальные воды имеются в Карпатах, в равнинном Крыму.

Геотермальную энергию при температурах 60-80°C можно транспортировать на расстояния 8-12 км. Стоимость такого тепла в 2-3 раза ниже, чем при выработке в котельных малой и средней мощности, работающих на дефицитном органическом топливе.

Основными потребителями тепла геотермальных вод являются сельское хозяйство (50%), обогрев и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий (25%), промышленность (18%), бальнеология (7%).

Затраты на бурение скважин, сооружение теплотрасс и распределительной системы окупаются за 3-5 лет.

Примером рационального применения геотермальной воды является ее использование в одном из районов Краснодарского края. Геотермальная вода извлекается с глубины 1,6 км с температурой 75—80°C и поступает на отопление и горячее водоснабжение жилых и производственных зданий поселка, на отопление тепличного комбината и на промышленный комплекс. Отдав часть тепла, вода с температурой 40°C подается в животноводческий и бытовой комплексы, где обогревает помещения, подогревает питьевую воду для животных, служит для приготовления кормов, мойки животных, используется в бассейне, банно-душевом комплексе. Отработавшая термальная вода с температурой 25-30°C направляется в отстойники, из которых она перекачивается в рыбопродукционные пруды, а в весенне-летнее время - на поля для орошения и полива овощей в открытом грунте (что повышает их урожайность на 30%). Использование геотермальной энергии только для обогрева теплиц позволяет ежегодно экономить 60 тыс. т у.т. Производство овощей с использованием глубинного тепла обходится в 2 раза дешевле, чем в теплицах, обогреваемых за счет органического топлива. Прудовое рыборазведение (площадь пруда 30 га) дает более 50 тыс. долл. прибыли в год.

Анализ действующих систем геотермального теплоснабжения показывает, что большинство систем, за исключением горячего водоснабжения, имеют невысокие значения коэффициента использования дебита ресурсов (0,12-0,2). Это объясняется незначительным полезно используемым теплоперепадом 15-25°C и малым числом часов использования расчетного дебита скважин в течение года (до 2500 ч). Для месторождений, где нет потребителей в межотопительный период, предлагается сбор отработавшей геотермальной воды и закачка в скважины. При этом одни и те же скважины выполняют роль как подъемных, так и нагнетательных.

Аналогичная ситуация имеет место и при использовании геотермальной энергии в сельском хозяйстве. Главными потребителями геотермального тепла в сельском хозяйстве являются теплично-парниковые комбинаты, для которых характерна сезонная неравномерность потребления.

Интенсификация может быть достигнута за счет осуществления пикового догрева от традиционного источника.

Для низкотемпературных систем геотермального теплоснабжения наиболее эффективна напольная система отопления.

Во Франции определена средняя стоимость тепловой энергии при геотермальном теплоснабжении, которая составила 160 фр./Гкал. Для сравнения, стоимостные показатели производства тепловой энергии на установках, работающих на угле, 100, на природном газе - 150, на мазуте - 160, на жидком топливе для бытовых установок - 320 фр./Гкал.

Схема геотермального теплоснабжения с теплообменниками, применяемая для сильно минерализованных источников термальной энергии работает следующим образом. Вода из скважины разделяется на два потока. Один поступает вначале в теплообменник системы отопления, где греет циркулирующую в системе отопления пресную воду. Этот же поток последовательно попадает в теплообменник 1-й ступени горячего водоснабжения, где подогревает воду, идущую на горячее водоснабжение. Второй поток минерализованной воды поступает в теплообменник 2-й ступени горячего водоснабжения, где догревает воду после 1-й ступени. Оба отработавших потока минерализованной воды объединяются перед сбросом.

Пиковый догрев воды применяется в случаях, когда бурение скважин обходится дорого. В этом случае на горячее водоснабжение вода подается из скважины через бак-аккумулятор, а на отопление (температура должна быть выше) – через пиковый догреватель. В зависимости от нагрузки и сезона догреватель может быть выключен из работы частично или полностью с помощью байпасной линии.

Когда температура термального источника невысока, утилизация его теплоты возможна с применением теплового компрессионного насоса. Здесь вода термального источника греет промежуточное низкокипящее рабочее тело (фреон, изобутан и т.д.), испытывающее фазовое превращение. В конденсаторе тепло конденсации передается воде системы отопления, нагревая ее до необходимой температуры.

Таким образом, накопленный в мире опыт использования геотермальных вод для теплоснабжения свидетельствует о достаточной высокой экономической эффективности и широких перспективах развития этого направления.

2.1.5 Енергія світового океану

Виды и потенциальные ресурсы энергии мирового океана.

Поверхность Мирового океана занимает около 70% поверхности Земли. Падающая солнечная энергия на поверхность океана примерно в 2,5 раза больше, чем на поверхность суши. Коэффициент отражения гладкой водной поверхности всего 5%. До 90% солнечного излучения поглощается в поверхностном 10-метровом слое воды.

Таким образом, Мировой океан является колоссальным природным аккумулятором солнечной энергии. Около 2/3 солнечного излучения идет на нагрев воды, расходуется на испарение, образование осадков, превращается в механическую энергию волн, течений, ветра. Около 0,02% энергии солнечного излучения идет на образование продуктов фотосинтеза. Гравитационное влияние Луны на поверхность Земли приводит к образованию приливов и отливов.

В настоящее время наиболее подготовлены для практического освоения приливные электростанции (ПЭС), океанические термоградиентные станции (ОТЭС), волновые энергетические установки. Необходимо также создание малых ГЭС для более полного использования речных и промышленных стоков.

Различают следующие виды энергии Мирового океана: течения, волны, приливы, перепады температур между верхними и нижними слоями, градиенты солености, ветер, морская биомасса.

Речные стоки также своим происхождением обязаны океану. Ежегодно с его поверхности испаряется $340 \cdot 10^{12}$ тонн воды, из которых $\sim 35 \cdot 10^{12}$ тонн возвращается в океан со стоком рек.

Технически реализуемые ресурсы источников энергии Мирового океана представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4 – Ресурсы источников энергии Мирового океана

Вид источника энергии	Технически реализуемая мощность, Вт	Технически реализуемая выработка тепловой энергии, кВт·ч/год	КПД преобразования, %
Волны	$2,5 \cdot 10^{13}$	$2,5 \cdot 10^{13}$	90
Приливы	$3 \cdot 10^{10}$	$2,5 \cdot 10^{11}$	35
Перепады температур	$2 \cdot 10^{12}$	$4 \cdot 10^{14}$	6
Течения	$5 \cdot 10^{10}$	$0,4 \cdot 10^{12}$	75
Ветер	$5 \cdot 10^{11}$	$1,5 \cdot 10^{13}$	60
Биомасса	$2 \cdot 10^{10}$	$1,25 \cdot 10^{12}$	35
Градиенты солёности	$2,5 \cdot 10^{12}$	$2 \cdot 10^{13}$	25

В недрах Мирового океана сосредоточены огромные запасы минеральных ресурсов - нефти, газа, угля и других полезных ископаемых. На поверхности дна находятся залежи олова, железомарганцевых конкреций, глубоководные термальные источники содержат большие концентрации железа, марганца, меди, серебра, золота, кобальта, хрома, никеля и свинца. Вода Мирового океана содержит в растворенном состоянии 270 млрд. тонн тяжелой воды, 90 млрд. тонн иода, 5 млрд.тонн урана, до 3 млрд.тонн марганца, никеля и ванадия, 10 млн.тонн золота, миллиарды тонн калия, кальция, магния, брома, тория и других элементов.

Освоение богатейших ресурсов Мирового океана сопряжено с огромными затратами энергии, источником которой может стать энергия самого океана.

Приливные электростанции и энергия морских течений.

Первая в мире крупная ПЭС построена в 1967 г. во Франции в устье р. Ранс мощность 240 тыс.кВт, которая вырабатывает 544 млн.кВт·ч электроэнергии в год. Стоимость сооружения ПЭС достигла 500 млн.франков и в 2,5 раза превысила стоимость обычной ГЭС равной мощности:

В 1968 г. в СССР в Баренцевом море недалеко от г.Мурманска была построена небольшая Кислогубская ПЭС мощностью 400 кВт. Затраты на ПЭС составили около 20000 долл на 1 кВт мощности.

В 1983 г. построена ПЭС Annapolis в Канаде мощностью 20 МВт.

Потенциальная производительность ПЭС в США, в случае их сооружения, оценивается в 350 млрд.кВт·ч в год.

Уникальные условия для создания ПЭС созданы в Пенжинском заливе Охотского моря, где высота приливов достигает 13 м. Если перекрыть плотиной длиной 75 км весь залив, то мощность ПЭС может достичь 100 млн.кВт. Вообще

же перспективными для строительства ПЭС считаются места, где прилив имеет высоту 5-15 метров.

Разрабатываются проекты новых ПЭС в США, Канаде, Великобритании и Индии. Принципиальная схема приливной электростанции представлена на рис.2.3.

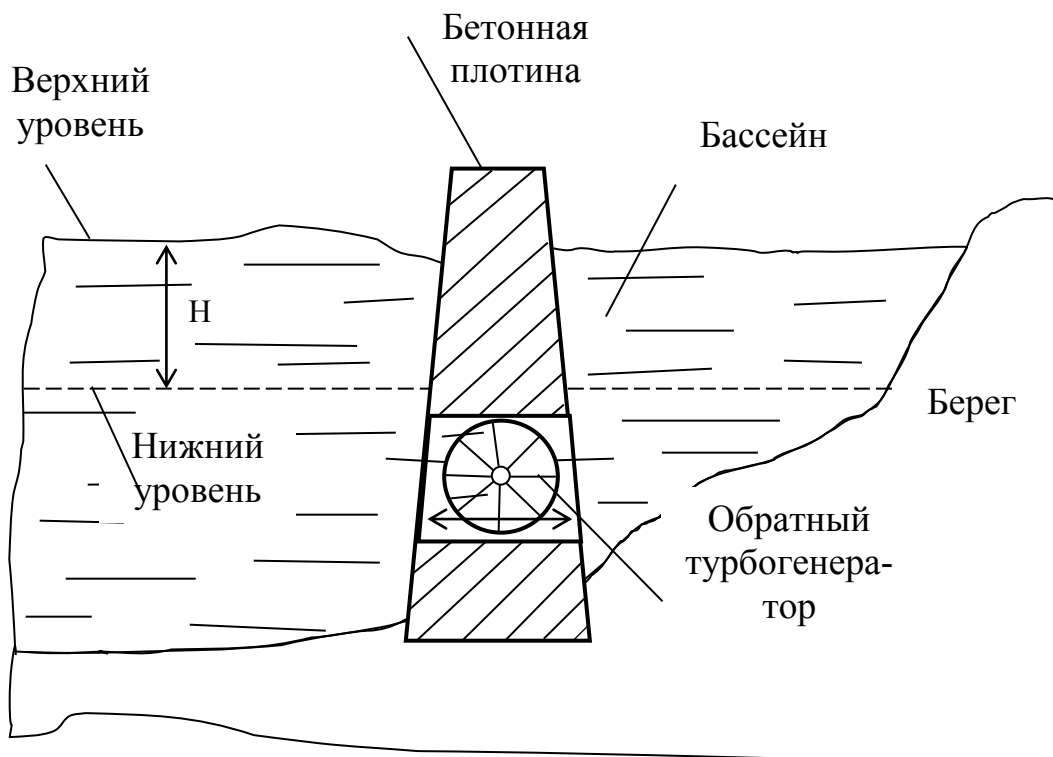


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема приливной электростанции (ПЭС)

Суточные колебания приливной энергии делают особенно актуальной совместную работу ПЭС с другими типами электростанций. Но, по-видимому, главным направлением должно быть сочетание ПЭС с энергоемкими потребителями электроэнергии, приспособленными к суточным колебаниям нагрузки ПЭС. Имеются попытки использования морских течений, среди которых к наиболее мощным относятся Гольфстрим и Куроисио. Оценки показывают, что стоимость энергии при этом оказывается выше, чем для ПЭС. В Японии испытана турбина для использования энергии течений в проливе Курусима. Установка спроектирована для работы в течениях, со скоростями (1-2,5) м/с- и развивает мощность 5 кВт. Установка включает опорную сквозную раму, трехлопастную турбину, коробку передач, генератор. КПД установки составил 40 %.

Океанические термоградиентные электростанции.

Большое внимание в мире уделяется созданию океанических термоградиентных электростанций (ОТЭС). В экваториальных водах градиент температур

между поверхностным и глубинными слоями воды может достигать 25°C. Использование такого теплоперепада возможно для получения электроэнергии с КПД 2-4%. Рабочая жидкость (фреон, пропан) циркуляционным насосом подается в камеру кипения, где она превращается в газ за счет теплой воды, подводимой насосом. Газ поступает в турбогенератор и далее в конденсатор, где он конденсируется за счет отъема тепла холодной водой, подаваемой насосом. Подогретая холодная вода и охлажденная горячая вода выбрасываются за пределы установки.

Первая в мире ОТЭС была сооружена на Кубе в 1930 г. В установке мощностью 22 кВт использовался открытый цикл Ренкина с применением морской воды в качестве теплоносителя.

Для условий бывшего СССР более перспективными считались арктические термоградиентные ТЭС, позволяющие использовать теплоперепад между подледной водой (тепловой источник) и холодным воздухом. Важным преимуществом таких установок является повышение их мощности по мере снижения температуры воздуха. Аккумулирование холода позволяет эффективно использовать такие установки не только в зимнее, но и в летнее время.

Исследования и разработки ОТЭС, основанных на преобразовании тепловых энергоресурсов тропических районов Мирового океана, за рубежом (в США, Японии, Франции, Великобритании, Индии и др.) находятся на стадии проверки основных технических решений. Предпочтение отдается ОТЭС, работающим по замкнутому термодинамическому циклу с низкокипящим рабочим телом-аммиаком, хладоном. Создано и работает несколько демонстрационных ОТЭС малой мощности.

В ряде проектов предусматриваются, в зависимости от места расположения, ОТЭС берегового типа, мачтового типа с установкой на шельфе, подвижные и закрепленные якорем в одной точке плавучие установки. Для плавучих ОТЭС разработаны платформы типа баржи, стального корпуса полупогружного типа, стального корпуса-судна, платформа в виде цилиндрической башни.

Вырабатываемая ОТЭС электроэнергия может передаваться на берег по подводному кабелю, что требует больших затрат средств, но может использоваться и непосредственно на месте. Имеются проекты создания на базе мощных ОТЭС плавучих энергоемких производств для получения аммиака, жидкого водорода, метанола, алюминия, добычи полезных ресурсов океана. По оценкам американских специалистов, потребность США в аммиаке может быть полностью удовлетворена за счет его производства на 25 ОТЭС мощностью по 400 МВт. Это позволит ежегодно экономить около 11 млрд. м³ природного газа

В Японии исследования, связанные с разработкой ОТЭС, были начаты в 1971 г. и ведутся в рамках национальной программы "Солнечный свет". На острове Науру в 1980 г. была построена опытная береговая ОТЭС мощностью 100 кВт. В состав этой ОТЭС входит двухступенчатая осевая хладоновая турбина, горизонтальный кожухотрубчатый испаритель из нержавеющей трубок, вертикальный конденсатор из титановых трубок, хладоновый насос. От достигнутой мощности 26% составляла полезная мощность, остальное тратилось на собственные нужды.

Как этап программы энергоснабжения небольших изолированных островов на острове Токуносима в 1982 г. построена комбинированная наземная ОТЭС мощностью 50 кВт с аммиаком в качестве рабочего тела. ОТЭС работает с использованием сбросного тепла дизельной электростанции. Температура тепловой воды составила 40,5°C, холодная морская вода температурой 15°C подавалась с глубины 370 м по трубопроводу длиной 2400 м.

Целью французской программы работ в области создания ОТЭС является разработка станций электрической мощностью от 5 до 40 МВт, при этом проявляется интерес к системам ОТЭС как закрытого цикла, так и открытого с попутным получением пресной воды. По данным французских специалистов, океанские установки, расположенные на расстоянии от берега, примерно на 30% дешевле береговых установок. Для береговых ОТЭС указывается технический предел мощности ~ 40 МВт.

При большом количестве проектов ОТЭС в настоящее время отсутствуют проверенные на опыте технико-экономические характеристики океанских станций средней и большой мощности. Расчетные оценки показывают, что экономия дорогостоящего органического топлива в результате использования возобновляемого энергоисточника делает ОТЭС в перспективе конкурентоспособными с традиционными ЭС.

Эффективность промышленного использования ОТЭС характеризуется капитальными затратами на создание ОТЭС, себестоимостью вырабатываемой электроэнергии, сроком окупаемости и сроком службы энергоустановок. Удельные капитальные затраты на ОТЭС колеблются в пределах 1500-2660 долл./кВт, а удельная стоимость электроэнергии 5 центов/кВт-ч, что определяет срок окупаемости 5-7 лет при сроке службы 30-50 лет. Удельная стоимость ОТЭС снижается с увеличением мощности. Так, если удельные капиталовложения на установку мощностью 40 МВт составляют 2-3 тыс.долл./кВт, то на установку единичной мощностью 4000 МВт - всего 900долл./кВт.

Океанские ТЭС могут использоваться:

- как автономные энергоустановки средней мощности (до 10 МВт) для энергоснабжения прибрежных арктических районов (АОТЭС), для энергообеспечения подводно-технических исследований и разработок минеральных ресурсов Мирового океана (ОТЭС) - нефти, газа, железомарганцевых конкреций;

- как базовые объекты большой мощности (40-400) МВт, производящие энергетическое топливо (водород, метанол), обеспечивающие энергией производства по разработке полезных ресурсов Мирового океана;

Автономные АОТЭС малой и средней мощности представляются перспективными в арктических районах, где невелика плотность потребления электроэнергии при дефиците и дороговизне органического топлива. Внедрение таких энергоустановок в условиях Крайнего Севера для работы совместно с дизельными и газотурбинными установками, в том числе с утилизацией сбросного тепла, позволит сэкономить до 5% сжигаемого дизельного топлива (в СССР в условиях Севера сжигалось до 6 млн.т/год дизельного топлива).

К наиболее важным проблемам научно-технического и экологического характера при разработке, создании и внедрении океанских ТЭС можно отнести следующие:

- разработка и создание оптимальных тепловых схем, работа которых минимально зависит от изменений температуры окружающей среды;

- разработка основного энергетического оборудования ОТЭС-АОТЭС - турбогенераторов, эффективно работающих на низкикипящих рабочих телах; теплообменников с защитой от коррозии и биообрастания оборудования, работающего в контакте с морской водой; при этом требуется создание теплообменного оборудования (испарителей, конденсаторов, аккумуляторов тепла для системы хладоны - вода, воздух), имеющего в несколько раз лучшие удельные характеристики по сравнению с серийно выпускаемыми аппаратами холодильной техники;

- разработка надежных конструкций трубопроводов холодной воды для плавучих и береговых станций и насосов морской воды большой мощности и производительности, создание специальных плавающих носителей ОТЭС и способа их соединения с трубопроводом холодной воды;

- выбор места расположения энергоустановок и анализ экологических аспектов их взаимодействия с окружающей средой.

Выполняемые проекты имеют интерес и для Украины. Морские термоградиентные электростанции могут представлять интерес для Черного моря, особенно в связи с открытием районов месторождений топлива и минералов. Океанические проекты также интересны в связи с тем, что хотя Украина и не имеет своего океанического побережья, но как член мирового сообщества может претендовать на концессионную разработку участка Мирового океана в нейтральных водах.

Волновые энергетические установки.

Потенциальный ресурс энергии волн оценивается до 10 млрд. МВт. Технически реализуемые ресурсы существенно ниже - до 50млн. МВт.

Удельная мощность на 1 м фронта волны при ее высоте в открытом море 10 м может достигать 2 МВт. Технически возможное для использования значение удельной мощности не превышает 80 кВт/м.

Мощность волн на прибрежных участках достигает в среднем 10 кВт/м.

Для морей бывшего СССР удельная мощность составляет (в кВт/м): для Черного моря 6-8, Каспийского 7-11, Баренцева 22-29, Балтийского 7-8, Охотского 12-20. Суммарная мощность волн, набегающих на береговую линию в пределах территории СССР, составляет (в млн.кВт): на Черном море 15, Каспийском 67, Баренцевом 56, Балтийском 9, Охотском 129.

Для Черного моря более 70% всей энергии приходится на долю волн максимальной высотой 0,5-3,5 м, которые наблюдаются до 150 дней в году.

В ряде стран сделаны оценки технически реализуемых ресурсов волновой энергии. Так, в Великобритании при использовании 1100 км побережья возможна выработка 5 млн. МВт-ч/год, на побережьях Испании - 1,5 млн. МВт-ч/год. Такие ресурсы могут быть использованы при капитальных вложениях порядка 10 тыс.долл./кВт.

Наибольшее распространение в настоящее время получили небольшие волновые энергетические установки.

Волновые ЭС в будущем получат широкое распространение благодаря большим энергетическим запасам волнового источника энергии. Кроме того, волновые энергетические установки, размещенные в прибрежной зоне, одновременно являются эффективными берегозащитными сооружениями. Работы по созданию таких установок в США, Великобритании, Японии, Норвегии, Швеции, Франции, Канаде ведутся уже десятки лет.

В Великобритании при министерстве энергетики образован специальный Национальный комитет по волновой энергетике, в США, Японии и Норвегии работы ведутся в рамках национальных программ по использованию энергии волн.

Отбор установок различных типов с целью внедрения велся в основном по значению КПД, степени надежности и технологической готовности их к серийному производству. В результате уже созданы установки, в том числе достаточно мощные, предполагаемые к серийному выпуску.

Весьма перспективны установки, работающая по принципу мультирезонирующего осциллирующего водяного столба. Они представляют собой стацио-

нарно установленный или плавающий корпус с открытой нижней частью. При подъеме и опускании волны и корпуса происходит циклическое сжатие поступающего в него при разрежении атмосферного воздуха. При этом колеблющийся столб воды играет роль поршня. Сжатый воздух приводит во вращение воздушную турбину, соединенную с электрогенератором.

В настоящее время в Японии налажен выпуск работающих на таком принципе волновых энергетических установок, известных под названием "буй Масуды". Несколько тысяч таких волновых энергетических преобразователей мощностью до 1 кВт успешно эксплуатируется в разных странах в качестве источников энергии навигационных буйев и плавучих маяков.

В 1976 г. этот принцип был использован японцами на судне «Каймей» длиной 80 метров, внутри которого были расположены 4 понтонных и 22 рабочих отсека, были размещены 3 генератора с воздушными турбинами мощностью по 125 кВт. Удельная мощность волн достигала 30 кВт/м, высота волны изменялась от 2 до 6 м. Установка надежно работала при минимальной высоте волн 1,3 м. Мощность турбины изменялась при максимальных волнах от 100 до 250 кВт. В процессе опытной эксплуатации турбины генераторы работали надежно, а перепускные клапаны часто выходили из строя.

В последующих модификациях в связи с этим применена турбина, позволяющая обойтись без клапанов.

Оптимальные условия для работы турбины - длина волн 75 м, их высота 2-4 м при периоде волн 7 с.

На судне в настоящее время установлено 8 турбин по 125 кВт.

В 1985 г в Норвегии была построена стационарная волновая ЭС с осциллирующим водяным столбом. В гавани на подготовленную и забетонированную площадку на глубине 7 м было установлено основание установки. На высоте 16 м от уровня моря на стальной башне установлена вертикальная осевая воздушная турбина с электрогенератором. Поперечное сечение башни на уровне моря имеет площадь 50 м^2 при максимальных колебаниях уровня моря $\pm 3,5 \text{ м}$. Номинальная мощность турбины 1 МВт. Средняя возможная мощность в каждый период волны 500 кВт при номинальной мощности электрогенератора 600 кВА и частоте вращения 600 об/мин. Электрогенератор соединен с электросетью через конверторно-выпрямительное устройство.

При стоимости ЭС подобного типа в 600 тыс.долл. и получении средней мощности 15 кВт с каждого метра фронта волны удельная себестоимость электроэнергии составит 4-5 центов/(кВт-ч). При серийном производстве 10 подобных установок стоимость электроэнергии может быть снижена до 3 центов/(кВт-ч).

Ряд интересных конструкций волновых установок предложен в Великобритании, где проявляется большой интерес к развитию волновой энергетики в связи с благоприятной волновой ситуацией вокруг острова.

Волновая энергетическая установка типа "моллюск" представляет собой корпус длиной 120 м высотой 8 м, располагаемый в открытом море под углом к направлению набегающих волн. К корпусу со стороны набегающих волн прикреплено 6 упругих мешков. В мешках находится воздух под давлением, несколько большим атмосферного. Волны, набегающие на установку, заставляют воздух попеременно сжиматься и расширяться, что приводит к образованию знакопеременного воздушного потока, на пути которого установлены воздушные турбины с электрогенераторами. Общая мощность ВЭУ 500 кВт.

Наиболее известной ВЭУ в Великобритании является шарнирный плот Коккереля, предложенный в 1972 г. Он состоит из отдельных понтонов, которые при набегающей волне поворачиваются друг относительно друга. Каждый из соединенных плотов движется в различных фазах, что составляет функциональный принцип конструкции. Каждое шарнирное крепление через рычаги соединено с поршнями внутри гидравлических цилиндров. Движение плота заставляет поршни, двигаясь вперед и назад, перекачивать жидкость в изолированной замкнутой системе. Вода под высоким давлением поступает на гидромотор, который свое вращение передает электрогенератору, вырабатывающему электроэнергию. По расчетам, комплект плотов с фронтом 100 м будет иметь мощность 1 МВт, а цепочка плотов протяженностью 25 км составила бы эквивалент электростанции мощностью 500 МВт.

Другой широко известный тип волновой энергетической установки – «утка Солтера». Солтеру, специалисту в области волновой энергии, принадлежит историческая фраза «Эффективность не имеет значения, когда за волны платят боги». «Утка Солтера» представляет собой эксцентрический поплавок, который не только раскачивается на волнах, но и вращается вокруг оси при набегающей волне. В 1978 г. была испытана модель из 20 поплавков диаметром 1,0 м и длиной 50 м.

Разработан проект установки с поплавками диаметром 15 м, укрепленными на валу длиной 1 км. Полезная энергия вырабатывается за счет поворотов ныряющей части конструкции-клюва «утки», относительно опорного вала. Внутри опорного вала располагаются центробежные насосы. Мощность установки 45 МВт.

В Великобритании стоимость электроэнергии, производимой волновыми энергетическими установками, оценивается в (10-30) пенс/(кВт.ч) при средней стоимости электроэнергии 2,7 пенс/(кВт. ч). Волновые энергоустановки счита-

ются конкурентоспособными в сравнении с традиционными источниками энергии при стоимости электроэнергии до 5 пенс/(кВт. ч).

Удельная стоимость установок оценивается от 350 долл./кВт (резонансный буй) до 6000 (волновые стационарные установки).

2.1.6 Тема 6. Гідроенергетика.

Гидроэлектростанции.

Чтобы заставить реки работать, надо увеличить скорость движения воды. Для этого реки перегораживают плотинами, обеспечивающими большой перепад уровней воды. Плотина, поднимая воду, создает напор воды, образует водохранилище для сезонного и суточного регулирования воды, поступающей в гидротурбины. Движущаяся вода обладает энергией. Встречая препятствие и производя на него давление, она может совершить работу.

Поток воды обладает, прежде всего, кинетической энергией $\mathcal{E}_k = \frac{mv^2}{2}$, определяющей величину динамического давления, производимого водой.

Во-вторых, поток обладает потенциальной энергией, которая складывается из энергии положения \mathcal{E}_n и энергии упругости воды $\mathcal{E}_{упр}$ (последняя обуславливает статическое давление).

Таким образом, полная энергия: $\mathcal{E}_{полн} = \mathcal{E}_k + \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_{упр}$.

Если вода падает с некоторой высоты h_1 , то потенциальная энергия mgh_1 в верхнем положении больше, чем в нижнем положении mgh_2 . При движении воды по горизонтальной трубе разность уровней $h_1 - h_2 = 0$, поэтому потенциальная энергия потока будет определяться только энергией упругости, зависящей от производимого на жидкость давления (т.е. от сжатия жидкости).

Если пропустить воду через трубу переменного сечения, то при переходе из более широкой части трубы в узкую скорость потока возрастает. Значит, увеличивается кинетическая энергия (динамическое давление). С увеличением доли кинетической энергии потока уменьшается доля потенциальной энергии (понижается статическое давление жидкости).

Эти изменения механических свойств жидкости используют в гидротурбинах – активных и реактивных, устанавливаемых на гидроэлектростанциях.

В активной турбине за счет сужающейся насадки потенциальная энергия полностью преобразуется в кинетическую. При этом давление воды становится равным атмосферному и не меняется при прохождении воды через лопатки турбины. Чтобы вода поступала на лопатки турбины без удара и изменяла свое направление на противоположное (на 180°), лопаткам придают форму сдвоенного

ковша, при этом для лучшей передачи энергии воды турбине необходимо, чтобы на выходе вода имела скорость $V_2=0$. Таким образом, активные турбины характеризуются тем, что в них потенциальная энергия воды полностью преобразуется в кинетическую только в насадке (лопатки воспринимают только кинетическую энергию), и давление воды до и после лопаток одно и то же и равно атмосферному.

При равнинном характере рек гидроресурсы характеризуются большими расходами воды при относительно низких напорах. В этом случае предпочтительнее реактивные турбины. Вода поступает к лопаткам турбины через направляющий аппарат 3, в котором, во-первых, воде придается направление, обеспечивающее безударный вход на кромки лопаток, и, во-вторых, благодаря сужению каналов направляющего аппарата ($d < c$) возрастает скорость потока. Но, в отличие от активных турбин, здесь потенциальная энергия не полностью преобразуется в кинетическую. Преобразование продолжается и на рабочих лопатках, где сечение постепенно уменьшается. Для полного использования энергии воды ее давление на лопатках турбины делают меньше атмосферного. Такое понижение дает и то преимущество, что устанавливаемая за турбиной для отвода воды всасывающая труба 4, повышающая давление до атмосферного за счет увеличения ее сечения, позволяет устанавливать рабочее колесо на некоторой высоте H_b над нижним уровнем воды. Такое колесо удобнее обслуживать.

В гидроэнергетике используют три типа реактивных турбин.

Радиально-осевая турбина. Вода, отдавая энергию рабочему колесу, меняет направление с радиального на осевое. Мощность более 100 тыс. кВт.

Пропеллерная турбина. Рабочее колесо имеет форму винта-пропеллера. Лопасты турбины, в зависимости от нагрузки, можно поворачивать, поэтому ее называют поворотнлопастной. Мощность более 100 тыс. кВт.

Прямоточная турбина. Лопатки направляющего аппарата этой турбины расположены не по цилиндру, что необходимо при радиальном подводе воды, а по радиусам. Турбину вместе с электрогенератором удобно устанавливать непосредственно в самой плотине (**рис.8.4.**)

Использованию энергии рек в Украине уделяется большое внимание. Построены крупные электростанции, отдающие электроэнергию в единую систему, построено много мелких и средних станций для местного использования энергии. В общей сложности, в Украине действует 65 гидроэлектростанций, из них 8 больших, 25 средних и 1 гидроаккумулирующая (ГАЭС).

К крупным станциям относятся: Киевская ГАЭС – 235 МВт; Киевская ГЭС – 360 МВт; Каневская ГЭС – 445 МВт; Кременчугская ГЭС – 625 МВт; Днепродзержинская ГЭС – 350 МВт; Днепровская ГЭС – 1540 МВт; Каховская

ГЭС – 350 МВт; Днестровская ГЭС – 700 МВт. Их общая мощность составляет 4700 МВт., а выработка электроэнергии 8000-10000 МВт-ч.

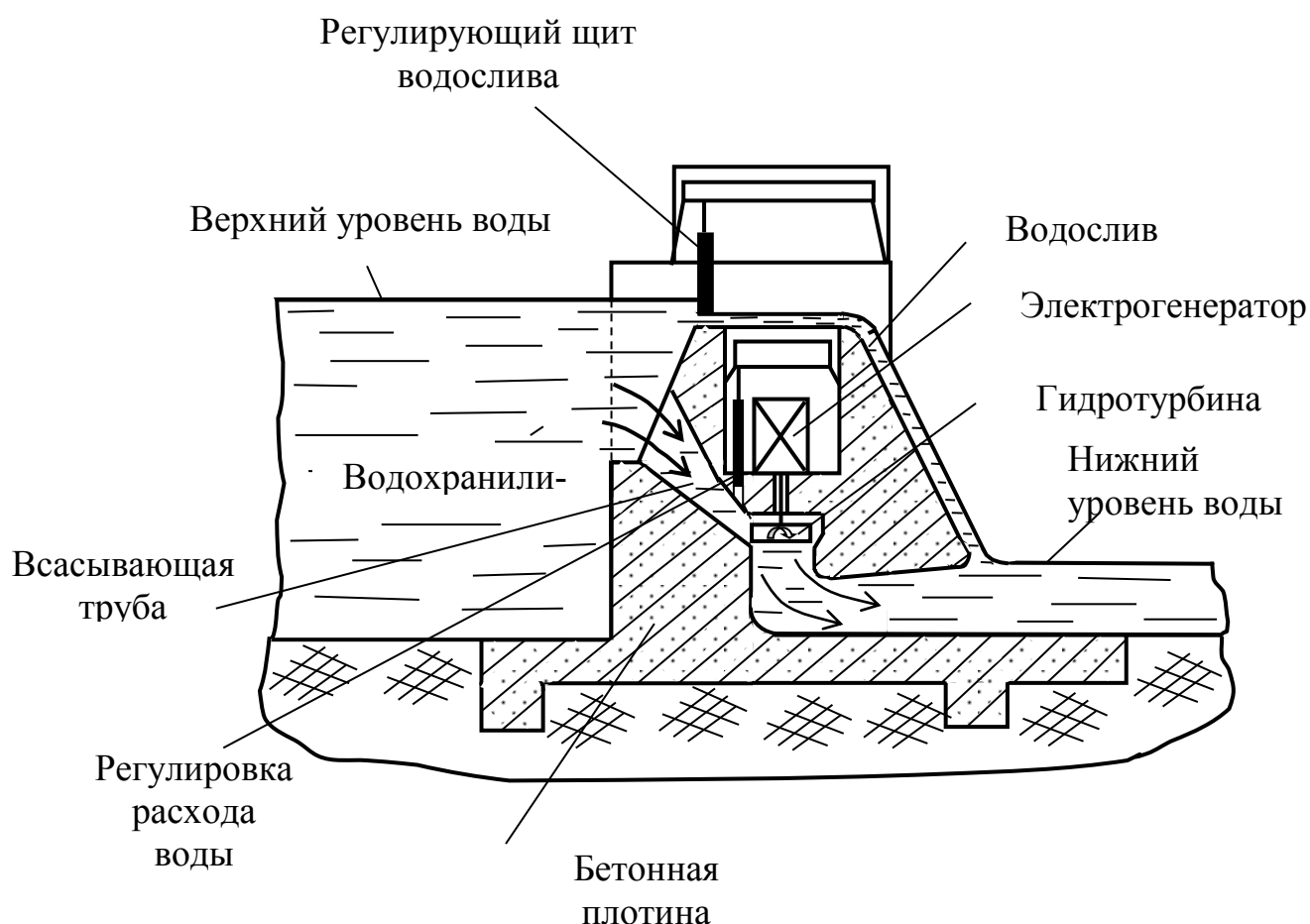


Рисунок 2.4 – Гидроэлектростанция, вмонтированная в тело плотины

Основные гидроэнергетические ресурсы Украины находятся в бассейнах рек Днепра и Днестра. В 50-е годы в Украине действовало более 950 малых ГЭС, большинство которых сейчас законсервировано.

Гидравлическая энергия малых рек.

Освоение значительного потенциала энергии малых рек с помощью небольших автоматизированных ГЭС может решить проблему улучшения энергоснабжения многочисленных автономных энергопотребителей. Большое внимание развитию малых ГЭС уделяется за рубежом.

Наиболее эффективными являются малые ГЭС, сооружаемые на уже существующих гидротехнических сооружениях. Так, по данным США, удельные капиталовложения для вновь сооружаемых ГЭС мощностью 10 МВт составляют

1100-1400 долл./кВт, мощностью до 1 МВт - 6800-8700 долл./кВт. В то же время для малых ГЭС, сооружаемых в составе действующих гидроузлов, удельные капитальные вложения снижаются до 500-2000 долл./кВт.

Удельные затраты достигают следующих величин: для ТЭС на органическом топливе - до 1500, для АЭС - до 2000 и для крупных ГЭС - до 1750 долл./кВт.

Сооружение малой ГЭС мощностью 1 МВт обходится в 0,5 - 2 млн.долл. Прибыль от такой установки может достигать 300 тыс.долл./год, а сроки окупаемости капитальных вложений составляют 2-6 лет.

Оборудование для малых ГЭС изготавливают в настоящее время многие фирмы США, Японии, Швеции, Австрии, Швейцарии, Франции, Великобритании.

Стандартизированное оборудование малых ГЭС производится в широком диапазоне параметров: мощности - от 2 до 15000 кВт, диаметра рабочего колеса - от 190 до 3000 мм, частоты вращения - от 50 до 2000 об/мин, напора - от 1 до 1000 м, расхода воды - от 0,01 до 0,75 м³/с.

2.2 Методичні вказівки до практичного курсу дисципліни

2.2.1 Тема 1. Розрахунок основних конструктивних і технологічних параметрів теплового насосу

Исходные данные.

Тепловой насос – устройство, позволяющее аккумулировать тепло низкопотенциальных источников тепла, используя эффект фазового перехода жидкости в пар при низких температурах.

Целью расчета теплонасосной станции является определение ее среднего коэффициента преобразования при заданном температурном режиме отопления и горячего водоснабжения для существующего низкопотенциального источника, а также определение количества тепла отпущенного потребителю.

Теплонасосная станция состоит из двух тепловых насосов ТН-300 соединенных последовательно для отопления и параллельно для горячего водоснабжения. Первый насос подогревает воду для отопления с 45°C до 55°C и для горячего водоснабжения с 10°C до 50°C. Вода на отопление поступает во второй тепловой насос, где догревается до необходимой нам температуры 65°C и направляется в сеть. На горячее водоснабжение вода выходит с температурой 60°C и смешивается с горячей водой с первого насоса, после чего поступает потребителю.

Таблица 2.5 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Минимальная температура наружного воздуха за отопительный период	t_n	°C	-23,0
Продолжительность отопительного периода	T	ч	4392
Температурный режим системы отопления	-	°C	65/55
Тип источника низкопотенциального тепла	Вода реки	-	-
Минимальная температура воды в реке	t_p	°C	+4,0
Охлаждение воды	Δt	°C	1
Объем циркуляции воды	$G_{\text{вода НПД}}$	м³/ч	400
Рабочее тело	Фреон R-12	-	-

Расчет теплового насоса ТН-300 №1

Таблица 2.6 – Начальные данные

Наименование	Обознач.	Ед. изм.	Значение
Объем циркуляционного раствора	$G_{\text{водаНПД}}$	м³/ч	270
Рабочее тело	Фреон R-12		
Темп-ра конденсации фреона	$t_{\text{конд}}$	°C	60
Темп-ра кипения фреона	$t_{\text{кип}}$	°C	-1
Разность тем-тур (вх.-вых.)	Δt	°C	1
Темп-ра входа воды в испаритель	$t_{\text{вх}}$	°C	4
Темп-ра выхода воды из испарителя	$t_{\text{вых}}$	°C	3
Темп-ра сетевой воды на входе	$t_{\text{сет.вх.}}$	°C	45
Темп-ра сетевой воды на выходе	$t_{\text{сет.вых.}}$	°C	55
Темп-ра горячей воды на входе в ТН	$t_{\text{Г.вх.}}$	°C	10
Темп-ра горячей воды на выходе из ТН	$t_{\text{Г.вых.}}$	°C	50
Тепловая нагрузка на отопление	$Q_{\text{отоп}}$	ГДж/ч	1,02
Тепловая нагрузка на ГВС	$Q_{\text{ГВ}}$	ГДж/ч	0,28

Расчет производится по TS-диаграмме. Для каждого хладагента есть своя термодинамическая диаграмма, которая позволяет определить параметры состо-

яния, - давление P , температуру T , удельный объем V , энтропию S и энтальпию I .

Все термодинамические диаграммы строятся на 1 кг рабочего тела. Как правило, термодинамические диаграммы имеют прямоугольные координаты. Кривая выпуклая линия диаграммы разделена на несколько областей. Верхняя часть выпуклой линии обозначена точкой K , и называется критической. При температуре рабочего тела (хладагента) выше критической (выше точки K) хладагент может находиться только в газообразном состоянии. Ниже критической точки рабочее тело может находиться в газообразном, жидком или паро-жидком состоянии. Линии, проходящие выше критической точки K , называются пограничными кривыми, разделяющие диаграмму на отдельные области.

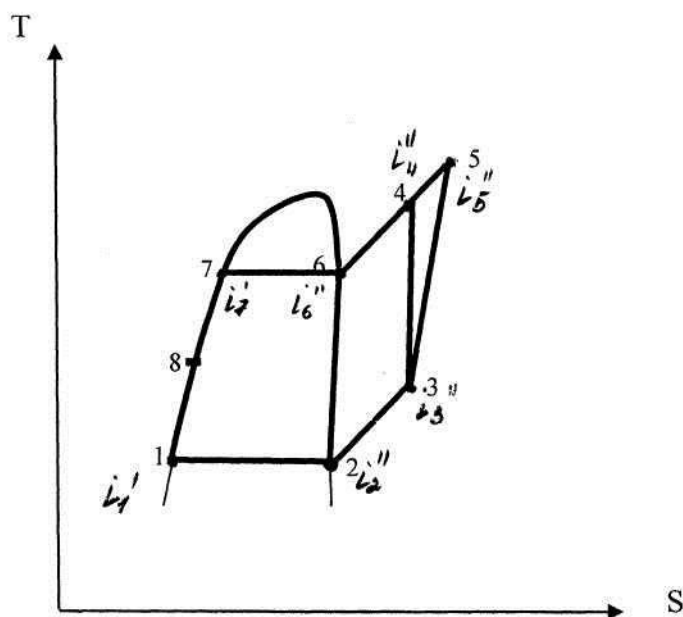


Рисунок 2.5 – Реальная TS-диаграмма отопительного цикла ТН

- 1 – пребывание фреона на входе в испаритель (жидкая фаза);
- 2 – пребывание фреона на выходе из испарителя (сухой насыщенный пар)
- 3 – пребывание пары фреона на выходе из теплообменника (перегретый пар)
- 4 – состояние перегретого пара фреона после сжатия в компрессоре (теоретическое)
- 5 – состояние перегретого пара фреона после сжатия в компрессоре (действительное)
- 6 – пребывание пары фреона на входе в конденсатор (сухой насыщенный пар)
- 7 – состояние жидкого фреона при выходе из конденсатора;
- 8 – состояние фреона перед теплообменником – жидкость.

Таблица 2.7 – Данные цикла работы ТН-300 № 1

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Давление в точке 1	P_1	бар	2,98
Плотность парообразного фреона в т. 1	p_2	кг/м ³	17,5
Энтальпия паров фреона в т. 1	I_1	кДж/кг	198
Энтальпия паров фреона в т. 2	I_2	кДж/кг	351,1
Давление в т. 2	P_2	бар	2,98
Энтропия жидкого фреона в т. 1	S_1	кДж/кг·°C	0,99
Энтропия паров фреона в т. 2	S_2	кДж/кг·°C	1,53
Темп-ра фреона на выходе из теплообменника	T_3	°C	6
Энтальпия паров фреона в т. 3	I_3	кДж/кг	354,1
Энтропия паров фреона в т. 3	S_3	кДж/кг·°C	1,57
Плотность паров фреона в т. 3	p_3	кг/м ³	21,7
Внутренний относ. КПД компрессора	e		0,664
Подача холодильного агента	Π		5,03
Коэффициент подачи	λ		0,815

Т.к. процесс 2 – 3 в теплообменнике изохорный, то:

$$P_2 = P_3$$

А процесс в компрессоре адиабатный:

$$S_3 = S_4$$

Найдем температуру в т.4 при соответствующем значении энтропии S_4 и при давлении фреона за компрессором:

$$T_4 = 70 \text{ °C}$$

Теплоемкость (энтальпия) в т.4 при данной температуре и давлении:

$$I_4 = 381 \text{ кДж/кг.}$$

Работа, затраченная на адиабатное сжатие фреона определяется по формуле:

$$S_{i \text{ ад}} = I_4 - I_3, \text{ кДж/кг} \quad (2.1)$$

$$S_{i \text{ ад}} = 381 - 354,12 = 26,88 \text{ кДж/кг}$$

Внутренняя работа компрессора определяется по формуле:

$$S_{i \text{ пол}} = \frac{S_{i \text{ ад}}}{e}, \text{ кДж/кг} \quad (2.2)$$

$$S_{i \text{ пол}} = 26,88/0,664 = 40,5 \text{ кДж/кг}$$

Теплоемкость фреона после сжатия в компрессоре (теорет.):

$$I_5 = S_{i \text{ пол}} + I_3, \text{ кДж/кг} \quad (2.3)$$

$$I_5 = 40,48 + 354,12 = 394,6 \text{ кДж/кг}$$

Расход фреона в установке определяется из формулы:

$$G_{\text{фр}} = V_{\text{он}} \cdot \lambda \cdot \rho_3 \text{ кг /ч} \quad (2.4)$$

$$G_{\text{фр}} = 602 \cdot 0,815 \cdot 21,7 = 10646,67 \text{ кг /ч}$$

где $V_{\text{он}}$ - описанный объем, для ТН-300 $V_{\text{он}} = 602 \text{ м}^3/\text{ч}$

После компрессора пар фреона поступает в конденсатор. Количество теплоты, полученное в конденсаторе:

$$Q_k = G_{\text{фр}} \cdot (I_5 - I_7), \text{ кДж/ч} \quad (2.5)$$

$$Q_k = 10646,67 \cdot (394,6 - 260) = 1433062 \text{ кДж/ч}$$

I_7 – определяется по Т-S диаграмме.

Температура конденсации в ТН-300 №1 составляет 60°C. В то время как температура воды на отопление должна составлять 55 °C. То есть мы можем еще охладить жидкий фреон в переохладителе.

$$S_{i \text{ жидк.фр. на от.}} = I_7 - I_{55}, \text{ кДж/кг}; \quad (2.6)$$

$$S_{i \text{ жидк.фр. на от.}} = 260 - 255 = 5 \text{ кДж/кг}$$

$$Q_{\text{жидк.фр. на от.}} = G_{\text{фр}} \cdot S_{i \text{ жидк.фр. на опал}}, \text{ кДж/ч} \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{жидк.фр. на от.}} = 10646,67 \cdot 5 = 53233,4 \text{ кДж/ч}$$

I_{55} – энтальпия фреона при температуре 55 °C по Т-S диаграмме .

Общее количество теплоты, отпущенное на отопление из ТН-300 №1:

$$Q_{\text{общ}} = Q_k + Q_{\text{жидк.фр. на от.}}, \text{ кДж/ч} \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{общ}} = 1433062,4 + 53233,4 = 1486295,8 \text{ кДж/ч}$$

Определяем количество теплоты, которое отдает жидкий фреон на регенерацию по формуле:

$$Q_{\text{реген}} = G_{\text{фр}} \cdot S_{i \text{ реген}}, \text{ кДж/ч}, \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{реген}} = 10646,67 \cdot 3,04 = 32365,87 \text{ кДж/кг}$$

$$S_{i \text{ реген}} = I_3 - I_2, \text{ кДж/кг} \quad (2.10)$$

$$S_{i \text{ реген}} = 354,12 - 351,08 = 3,04 \text{ кДж/кг}$$

В результате на отопление и регенерацию будет отобрана теплота жидкого фреона:

$$Q_{\text{общ+реген}} = Q_{\text{реген}} + Q_{\text{жидк.фр. на от.}}, \text{ кДж/ч} \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{общ+реген}} = 32365,87 + 53233,3 = 85599,23 \text{ кДж/ч}$$

Общее количество теплоты, которое находится в жидком фреоне на выходе из конденсатора составляет:

$$Q_{\text{т. фр}} = (I_7 - I_1) \cdot G_{\text{фр}}, \text{ кДж/ч} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{т. фр}} = (260 - 198) \cdot 10646,67 = 660093,6 \text{ кДж/ч}$$

Неиспользованное количество теплоты жидкого фреона:

$$Q_{\text{ост.}} = Q_{\text{т.фр}} - Q_{\text{общ+реген}}, \text{ кДж/ч} \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{ост.}} = 660093,6 - 85599,23 = 574494,3 \text{ кДж/ч}$$

Такое состояние жидкий фреон будет иметь в т.8

$$I_8 = I_7 - S_{i \text{ реген}} - S_{i \text{ жидк.фр. на от.}}, \text{ кДж/кг}; \quad (2.14)$$

$$I_8 = 260 - 3,04 - 5 = 251,96 \text{ кДж/кг}$$

Этой энтальпии отвечает температура $t_8 = 51^\circ\text{C}$. часть теплоты жидкого фреона в количестве $Q_{\text{ГВ}} = 280000 \text{ кДж/ч}$ пойдет на нагрев воды для ГВ с 10°C до 50°C . Отсюда определяем количество воды, необходимой для ГВ:

$$G_{\text{ГВ}} = \frac{Q_{\text{ГВ}}}{4,19 \cdot (t_k - t_0)}, \text{ кг/ч} \quad (2.15)$$

$$G_{\text{ГВ}} = \frac{280000}{4,19(50-10)} = 1670,64 \text{ кг/ч}$$

где $Q_{\text{ГВ}} = 0,28 \text{ ГДж/ч}$ - тепловая нагрузка на ГВС

$t_k = 50^\circ\text{C}$ - конечная температура подогрева воды;

$t_0 = 10^\circ\text{C}$ - начальная температура воды.

Остаток неиспользованной теплоты жидкого фреона составит:

$$Q_{\text{неисп.}} = Q_{\text{ост.}} - Q_{\text{ГВ}}, \text{ кДж/ч}; \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{неисп.}} = 574494,3 - 280000 = 294494,3 \text{ кДж/ч}$$

Определяем полезную теплоту, полученную в ТН-300 №1 по формуле:

$$Q_{\text{пол.}} = Q_{\text{общ.}} + Q_{\text{ГВС}} + Q_{\text{реген}}, \text{ кДж/ч} \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{пол.}} = 1486295,8 + 280000 + 32365,87 = 1798661,6 \text{ кДж/ч}$$

Определяем количество энергии, которую необходимо использовать на привод компрессора в ТН-300 №1

$$N_e = S_{i \text{ пол.}} \cdot G_{\text{фр}}, \text{ кДж/ч} \quad (2.18)$$

$$N_e = 40,48 \cdot 10646,67 = 430997,7 \text{ кДж/ч}$$

Далее находим φ - коэффициент преобразования, который показывает отношение произведенной тепловой энергии к электроэнергии, потраченной на движение привода компрессора:

$$\varphi = Q_{\text{кор}} / N_e \quad (2.19)$$

$$\varphi = 1798661,6 / 430997,7 = 4,17$$

Результаты расчета сведем в таблицу 2.8

Таблица 2.8 – Результаты расчета

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Объём ТН	$V_{\text{оп}}$	м ³ /ч	602
Темп-ра фреона в т. 4	T_4	°С	70
Энтальпия в т. 4	I_4	кДж/кг	381
Работа адиабатного сжатия фреона	$S_{i \text{ ад}}$	кДж/кг	26,88
Внутренняя работа компрессора	$S_{i \text{ пол}}$	кДж/кг	40,5
Теплоёмкость фреона после сжатия	I_5	кДж/кг	394,6
Расход фреона в установке	$G_{\text{фр}}$	кг/ч	10646,7
Кол-во теплоты, получ. в конденсаторе	$Q_{\text{к}}$	кДж/ч	1433062
Энтальпия в точке 7	I_7	кДж/кг	260
Работа, затраченная на охл. жид. фреона	$S_{i \text{ жид.фр.}}$	кДж/кг	5
Энтальпия воды в сист. отопления (55°С)	I_{55}	кДж/кг	255
Расход теплоты жидкого фреона на отоп.	$Q_{\text{жид.фр.отоп}}$	кДж/ч	53233,4
Общее кол-во теплоты, отпущенной ТН	$Q_{\text{общ}}$	кДж/ч	1486295,8
Теплота фреона на регенерацию	$Q_{\text{реген}}$	кДж/ч	32365,87
Энтропия регенерации	$S_{i \text{ реген}}$	кДж/кг	3,04
Тепло на отопление и регенерацию	$Q_{\text{общ.+реген}}$	кДж/ч	85599,23
Общ. кол-во тепла фреона на выходе из конд.	$Q_{\text{т.фр.}}$	кДж/ч	660093,6
Неиспользованное тепло жидкого фреона	$Q_{\text{ост}}$	кДж/ч	574494,3

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Энтальпия в точке 8	I_8	кДж/кг	251,96
Температура при энтальпии I_8 в точке 8	T_8	°С	51
Тепловая нагрузка на ГВ	$Q_{ГВ}$	кДж/ч	280000
Кол-во воды, необходимой для ГВ	$G_{ГВ}$	кг/ч	1670,64
Остаток неиспользованного тепла фреона	$Q_{неисп}$	кДж/ч	294494,3
Полезная теплота, полученная в ТН	$Q_{пол}$	кДж/ч	1798661,6
Энергия, затр. на привод компрессора ТН	N_e	кДж/ч	430997,8
Коэффициент преобразования	ϕ		4,17

Расчет теплового насоса ТН-300 №2.

Таблица 2.9 – Начальные данные

Наименование	Обознач.	Ед. изм.	Значение
Объём циркуляционного раствора	$G_{водаНПД}$	м3/ч	252
Рабочее тело	Фреон R-12		
Темп-ра конденсации фреона	$t_{конд}$	°С	70
Темп-ра кипения фреона	$t_{кип}$	°С	-1
Разность тем-тур (вх.-вых.)	Δt	°С	1
Темп-ра входа воды в испаритель	$t_{вх}$	°С	4
Темп-ра вых. воды из испарителя	$t_{вых}$	°С	3
Темп-ра сетевой воды на входе	$t_{сет.вх.}$	°С	55
Темп-ра сетевой воды на выходе	$t_{сет.вых.}$	°С	65
Темп-ра горячей воды на входе в ТН	$t_{г.вх.}$	°С	10
Темп-ра горячей воды на выходе из ТН	$t_{г.вых.}$	°С	60
Тепловая нагрузка на отопление	$Q_{отоп}$	ГДж/ч	0,95
Тепловая нагрузка на ГВС	$Q_{ГВ}$	ГДж/ч	0,28

Таблица 2.10 – Данные цикла работы теплового насоса ТН-300 №2

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Давление в точке 1	P_1	бар	2,98
Плотность парообразного фреона в т. 1	ρ_2	кг/м3	17,5
Энтальпия паров фреона в т. 1	I_1	кДж/кг	198
Энтальпия паров фреона в т. 2	I_2	кДж/кг	351,08
Давление в т. 2	P_2	бар	2,98
Энтропия жидкого фреона в т. 1	S_1	кДж/кг·°С	0,99

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Энтропия паров фреона в т. 2	S_2	кДж/кг·°C	1,53
Темп-ра фреона на выходе из теплообменника	T_3	°C	6
Энтальпия паров фреона в т. 3	I_3	кДж/кг	354,12
Энтропия паров фреона в т. 3	S_3	кДж/кг·°C	1,58
Плотность паров фреона в т. 3	ρ_3	кг/м ³	21,7
Внутренний относ. КПД компрессора	ϵ		0,664
Подача холодильного агента	Π		5,03
Коэффициент подачи	λ		0,815

Расчет ТН-300 №2 аналогичен расчету ТН-300 №1. Результаты расчета сведены в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Результаты расчета

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Объём ТН	$V_{оп}$	м ³ /ч	602
Темп-ра фреона в т. 4	T_4	°C	70
Энтальпия в т. 4	I_4	кДж/кг	390
Работа адиабатного сжатия фреона	S_{iad}	кДж/кг	35,9
Внутренняя работа компрессора	$S_{iпол}$	кДж/кг	54,03
Теплоёмкость фреона после сжатия	I_5	кДж/кг	408,2
Расход фреона в установке	$G_{фр}$	кг/ч	10646,7
Кол-во теплоты, полученной в конденсаторе	Q_k	кДж/ч	1428316,3
Энтальпия в точке 7	I_7	кДж/кг	274
Работа, затраченная на охл. жид. фреона	$S_{i жид. фр.}$	кДж/кг	10
Энтальпия воды в сист. отопления (65°C)	I_{65}	кДж/кг	264
Расход теплоты жидкого фреона на отопление	$Q_{жид. фр. отоп}$	кДж/ч	106466,7
Общее кол-во теплоты, отпущен. ТН	$Q_{общ}$	кДж/ч	1534783
Теплота фреона на регенерацию	$Q_{реген}$	кДж/ч	32365,9
Энтропия регенерации	$S_{i реген}$	кДж/кг	3,04
Тепло на отопление и регенерацию	$Q_{общ.+реген}$	кДж/ч	138832,6
Общее кол-во тепла фреона на выходе из конденсатора	$Q_{т.фр.}$	кДж/ч	809147
Неиспользованная теплота жидкого фреона	$Q_{ост}$	кДж/ч	670314,4

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Энтальпия в точке 8	I_8	кДж/кг	260,9
Температура при энтальпии I_8 в точке 8	T_8	°C	62
Тепловая нагрузка на ГВ	$Q_{ГВ}$	кДж/ч	280000
Кол-во воды, необходимой для ГВ	$G_{ГВ}$	кг/ч	1336,52
Остаток неиспользованного тепла фреона	$Q_{неисп}$	кДж/ч	390314,4
Полезная теплота, полученная в ТН	$Q_{пол}$	кДж/ч	1847149
Энергия, затраченная на привод компрессора ТН	N_e	кДж/ч	575305,1
Коэффициент преобразования	ϕ		3,21

Таблица 2.12 – Итоговые результаты расчетов

№, тип теплового насоса	Расчетные показатели работы тепловых насосов	
	Фреон	Коэффициент преобразования ϕ
ТН-3000 №1	R12	4,17
ТН-3000 №2	R12	3,21
Усредненные показатели		3,7

3. ІНДИВІДУАЛЬНІ ЗАВДАННЯ ТА МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОЇ РОБОТИ

3.1 Загальні вказівки

Студенті, які навчаються за заочною формою, виконують курсову роботу, яка містить в собі питання та вихідні дані, обрані із переліку відповідно до таблиці 3.1 по номеру варіанту, який надає викладач (співпадає з порядковим номером у залікової відомості заочного деканату).

Курсову роботу необхідно виконати на аркушах формату А4, на обкладинці якого вказати: найменування дисципліни, прізвище, ім'я, по батькові, номер навчального шифру (номер залікової книжки), факультет та курс.

Пояснювальна записка курсової роботи має бути написана від руки або надрукована за допомогою ЕОМ на аркушах формату А4.

На першій сторінці поміщується завдання. Перелік використовуваної літератури наводиться в кінці записки. Посилання на джерело в тексті робляться скорочено: у квадратних дужках вказується номер джерела за списком. Креслення схем, графіки і інші ілюстрації мають бути виконані акуратно, олівцем і містити необхідні позначення. У підмалюючих написах необхідно розкрити скорочені позначення, прийняті в схемі. Після виконання курсової роботи студентами заочного факультету вона висилається для перевірки. Якщо курсова робота виконана вірно і відповідно до завдання, студент допускається до її захисту. В разі наявності помилок при виконанні курсової роботи не відповідно до завдання, курсова робота повертається для доопрацювання або виправлення помилок. Захистити контрольну курсову роботу необхідно до екзамену з дисципліни, що вивчається.

3.2 Завдання та зміст курсової роботи

Завдання до курсової роботи.

Визначити техніко-економічну ефективність переведення системи теплопостачання з природного газу на альтернативне джерело енергії.

Максимально зимня теплопродуктивність системи теплопостачання наведено в таблиці 3.1. Характеристика біопалива наведено в таблиці 3.2. Прийняти, що влітку теплопродуктивність складає 10 % від максимально зимньої.

Загальний зміст курсової роботи.

1. Розрахунок ефективності використання біомаси, як альтернативного джерела теплової енергії, у порівнянні із традиційними джерелами енергії.

2. Розрахунок ефективності використання сонячного колектору, як альтернативного джерела теплової енергії, у порівнянні із традиційними джерелами енергії.

3. Розрахунок ефективності використання когенераційної установки (сонячного колектору і теплового насосу), як альтернативного джерела теплової енергії, у порівнянні із традиційними джерелами енергії.

3.3 Вихідні дані до курсової роботи

Таблиця 3.1 – Максимально зимня теплопродуктивність системи теплопостачання

№ варіанту	Теплопродуктивність, Qз, МВт	Місто	Тип біомаси	№ варіанту	Теплопродуктивність, Qз, МВт	Місто	Тип біомаси
1	0,50	Одеса	Соняшник	11	5,50	Черкаси	Соняшник
2	1,00	Івано-Франківськ	Деревинна тріска	12	6,00	Хмельницький	Деревинна тріска
3	1,50	Ужгород	Брикети	13	6,50	Чернігів	Брикети
4	2,00	Симферополь	Дереви-на	14	7,00	Харків	Дере-вина
5	2,50	Запоріжжя	Соняш-ник	15	7,50	Суми	Соняш-ник
6	3,00	Луцьк	Дере-винна тріска	16	8,00	Рівне	Дере-винна тріска
7	3,50	Житомир	Брикети	17	8,50	Ужго-род	Брикети
8	4,00	Київ	Дереви-на	18	9,00	Сим-фєро-поль	Дере-вина
9	4,50	Донецьк	Дереви-на	19	9,50	Запо-ріжжя	Дере-вина
10	5,00	Рівне	Соняш-ник	20	1000	Київ	Соняш-ник

Характеристика біопалива наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Характеристика біопалива

Параметр	Сухой газ, об. %				
	Древесная БМ	Шелуха под- солнечника	Древесная щепа	Брикеты (лигнин)	Древесина
CO ₂	12.9	7	-	7	9.2
CO	4.6	27.6	30	25.6	41.5
H ₂	5.9	15.1	11	14	36.7
N ₂	40.2	48.1	49	50.75	4.6
H ₂ O	33	-	-	-	-
CH ₄	3.4	2.2	3	2.1	6.7
C ₂ H ₆	-	-	-	0.3	0.7
O ₂	-	-	-	0.2	0.6
H ₂ S	-	-	-	0.05	-

3.4 Методичні вказівки до виконання курсової роботи

Курсова робота передбачає наступні розрахунки:

1. Визначення витрат природного газу в базовому варіанті.
2. Розрахунки основних технологічних режимів та конструктивних особливостей альтернативного джерела енергії.
3. Надання орієнтовного економічного розрахунку ефективності використання альтернативного джерела енергії. Визначення капітальних витрат на реконструкцію та строк окупності капітальних витрат.

Тепловий розрахунок водогрійного котла ТВГ – 8.

Вихідні данні:

водогрійний котел типу ТВГ – 8;

теплопродуктивність – Q_з, МВт;

паливо – біомаса у вигляді деревної тріски (генераторний газ).

1. Розрахунок об'ємів повітря і продуктів згоряння палива [5, 6].

2. Тепловий баланс котельного агрегату

Тепловий баланс котельного агрегату виражає кількісне співвідношення між теплотою, що поступила в агрегат, яка називається наявною теплотою палива Q_p^p , і сумою корисно використаної теплоти Q_1 і теплових втрат Q_2, Q_3, Q_4, Q_5 .

Загальне рівняння теплового балансу має вигляд:

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

де Q_2 – втрати теплоти з димовими газами, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_3 – втрати теплоти від хімічної неповноти згорання палива, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_4 – втрати теплоти від механічної неповноти згорання, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_5 – втрати теплоти від зовнішнього охолодження котельного агрегату, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Якщо статті теплового балансу виразити у відсотках від наявної теплоти Q_p^p , то рівняння теплового балансу прийме вигляд:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5$$

Наявна теплота газоподібного палива приймається рівною:

$$Q_p^p = Q_n^p + \rho_g \cdot t_{\text{підігріву}} \cdot c = 4982,4 + 1,3 \cdot 800 \cdot 1,002 = 6024,48 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Температура димових газів при роботі ТВГ-8 на генераторному газі складає:

$T_{\text{від}} = 300^\circ\text{C}$, ентальпія димових газів відповідно: $I_{\text{від}} = 850 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$; температура і

ентальпія повітря в котельній відповідно: $t = 20^\circ\text{C}$, $I_{\text{х.п.}} = 28 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Визначимо втрати теплоти з димовими газами по формулі:

$$q_2 = \frac{(I_{\text{від}} - \alpha_{\text{від}} \cdot I_{\text{х.п.}}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}, \%$$

$$q_2 = \frac{(850 - 1,35 \cdot 28) \cdot (100 - 0)}{6024,48} = 13,5 \%$$

Втрати теплоти від хімічної неповноти згорання: $q_3 = 0,5 \%$.

Втрати теплоти від механічної теплоти згорання: $q_4 = 0 \%$.

Втрати теплоти від зовнішнього охолодження котельного агрегату: $q_5 = 0,5 \%$.

Сума теплових втрат складає:

$$\Sigma q_{\text{втрат}} = q_2 + q_3 + q_4 + q_5, \%$$

$$\Sigma q_{\text{втрат}} = 13,5 + 0,5 + 0 + 0,5 = 14,5 \%$$

Коефіцієнт корисної дії котельного агрегату:

$$\eta = 100 - \Sigma q, \%$$
$$\eta = 100 - 14,5 = 85,5 \%$$

Коефіцієнт утримання теплоти розраховуємо по формулі:

$$\varphi = 1 - \left(\frac{q_5}{\eta + q_5} \right)$$
$$\varphi = 1 - \left(\frac{0,5}{85,5 + 0,5} \right) = 0,994$$

Температура і ентальпія води на вході в котельний агрегат: $t_{\text{х.п.}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$; $I_{\text{х.п.}} = 293,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. Температура і ентальпія води на виході з котельного агрегату:

$t_{\text{г.п.}} = 106 \text{ }^\circ\text{C}$; $I_{\text{г.п.}} = 444 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$. Теплопродуктивність котельного агрегату складає

за початковими даними: $Q_{\text{ка}} = 4500 \frac{\text{кДж}}{\text{с}}$.

Витрата води через котел:

$$D = \frac{Q_{\text{ка}}}{I_{\text{гп}} - I_{\text{хп}}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$
$$D = \frac{4500}{444 - 293,3} = 29,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Витрата палива складає:

$$B = \frac{Q_{\text{ка}} \cdot 100}{Q_H^p \cdot \eta}, \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

$$B = \frac{4500 \cdot 100}{6024,28 \cdot 85,5} = 0,873 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Розрахунок топки

Об'єм топкової камери: $V_T = 36,1 \text{ м}^3$.

Значення теплової напруги об'єму топки розраховується по формулі:

$$q_v = \frac{B \cdot Q_H^p}{V_m}, \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$$

Допустима тепла напруга складає: $q_v = 350 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$.

Повна поверхня стін і зводу топкової камери: $F_{\text{ст}} = 50,4 \text{ м}^2$.

Площа променесприймаючої поверхні топки: $H_{\text{л}} = 60,3 \text{ м}^2$.

Ступінь екранування топки визначаємо по формулі:

$$\psi = 0,65 \cdot \frac{H_{\text{л}}}{F_{\text{ст}}}$$

Ефективна товщина випромінюючого шару розраховується по формулі:

$$S = 3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{\text{ст}}}, \text{ м}$$

Для урахування характеру розподілу температур в топці служить параметр M , значення якого залежить від відносного місцеположення максимуму температури полум'я.

При спалюванні газу розраховується по наступній формулі:

$$M = 0,56 - 0,5 \cdot x_T$$

де x_T – характеризує відносне положення максимуму температури топкових газів: $x_T = 0,12$.

Коефіцієнт надлишку повітря в топці: $\alpha_T = 1,1$.

Присос повітря в топці: $\Delta\alpha = 0,05$.

Ентальпія присосів повітря: $I_{x.п.} = 28 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Кількість теплоти що вноситься в топку повітрям складе:

$$Q_{п} = (\alpha_{т} + \Delta\alpha) \cdot I_{x.п.}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Корисне тепловиділення в топковій камері розраховується по формулі:

$$Q_{т} = \frac{Q_p \cdot (100 - q_3 - q_4)}{100 - q_4} + Q_n, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Адіабатичну температуру горіння T_a визначаємо по значенню корисного тепловиділення в топці $Q_{т}$: $T_a = 1761$ °C.

Заздалегідь задаємося температурою газів, що відходять з топки: $T_{т}'' = 900$

°C. Тоді ентальпія газів на виході з топки складе: $I_{т}'' = 2762 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Середня теплоємність продуктів згоряння розраховується по формулі:

$$VC_{ср.} = \frac{Q_{т} - I_{т}''}{T_a - T_{т}''}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$$

Об'ємна частка водяної пари складає: $r_{H_2O} = 0,147$

Об'ємна частка трьохатомних газів складає: $r_{RO_2} = 0,14$

Сумарна частка трьохатомних газів складає:

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$$

Коефіцієнт ослаблення променів трьохатомними газами визначаємо по номограмі:

$$k_r = 3 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}.$$

Коефіцієнт ослаблення променів топковим середовищем:

$$k = k_r \cdot r_n, \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Ступінь чорноти факела: $a_{\phi} = 1 - e^{-k_p S} = 1 - e^{-0,22} = 0,2$.

Ступінь чорноти топкової камери розраховується по формулі:

$$a_T = \frac{a_{\phi}}{a_{\phi} + (1 - a_{\phi}) \cdot \psi_{cp}};$$

Теплове навантаження стін топки розраховується по формулі:

$$q_F = \frac{B_a \cdot Q_T}{F_{CT}}, \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$$

Температура газів на виході з топки складає: $T_T'' = 1050^\circ\text{C}$.

Ентальпія газів на виході з топки складає: $I_T'' = 3279 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Загальне теплосприйняття топки розраховується по формулі:

$$Q_T^{\text{л}} = \varphi \cdot (Q_T - I_T''), \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Середнє годинне питоме теплове навантаження променесприймаючої поверхні топки розраховується по формулі:

$$q_{\text{л}}^{\text{cp}} = \frac{B \cdot Q_m^{\text{л}}}{H_{\text{л}}}, \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$$

Розрахунок конвективних поверхонь нагріву

Площа поверхонь нагріву: $H = 97,9 \text{ м}^2$.

Діаметр труб: $d = 28 \times 3 \text{ мм}$.

Площа живого перетину для проходу газів: $F_r = 1,15 \text{ м}^2$.

Температура газів на вході в ступінь: $T = 1050^\circ\text{C}$.

Ентальпія газів на вході в ступінь: $I_T'' = 3279 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

Температура газів на виході із ступені: $T'' = 300^\circ\text{C}$.

Ентальпія газів відповідно: $I_r'' = 850 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

При сталому тепловому стані кількість теплоти, віддана гріючим теплоносієм (газами, що відходять), дорівнює кількості теплоти, сприйнятій теплоносієм,

що нагрівається (водою). Для будь-якої конвективної поверхні кількість теплоти, що віддана газами розраховується по формулі:

$$Q_{\Gamma} = \varphi \cdot (I_{\Gamma}'' - I_{\epsilon}'' + \Delta\alpha \cdot I_{x.n.}), \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Середня температура води складе:

$$t = 0,5 \cdot (t + t''), \text{ } ^\circ\text{C}$$

Площа живого перетину для проходу води:

$$f = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot m}{4}, \text{ м}^2$$

де m — кількість паралельно включених труб. Для котлів марки ТВГ-8 це значення складає: m=48 шт.

Швидкість води в трубах:

$$w = \frac{D \cdot v_{cp}}{f}, \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Середня температура димових газів:

$$T_{cp} = 0,5 \cdot (T + T''), \text{ } ^\circ\text{C}$$

Середня швидкість руху димових газів:

$$w_{\Gamma} = \frac{B \cdot V_{\epsilon} \cdot (273 + T_{cp})}{273 \cdot F_{\epsilon}}, \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією при подовжньому обмиванні пучків труб у разі охолодження газів розраховується по формулі:

$$\alpha_k = \alpha_n \cdot C_I \cdot C_{\Phi}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Сумарна поглинаюча здатність трьохатомних газів:

$$pr_n S = 0,1 \cdot 0,256 \cdot 0,048 = 0,001 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Коефіцієнт ослаблення променів трьохатомними газами визначаємо по номограмі:

$$k_r = 58,3 \frac{1}{m \cdot \text{МПа}}.$$

Сумарна сила поглинання газового потоку:

$$kpS = k_r \cdot r_n \cdot p \cdot S$$

Ступінь чорноти газів складає: $a = 1 - e^{-kpS} = 1 - e^{-0,072} = 0,07$.

Температура стінки:

$$t_{ct} = t_{cp} + \Delta t, \text{ } ^\circ\text{C}$$

де Δt – температурний перепад між температурою забрудненої стінки і температурою середовища в трубі, $^\circ\text{C}$.

При спалюванні газу для всіх поверхонь нагріву: $\Delta t = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням для незабрудненого газового потоку визначається по формулі:

$$\alpha_{\text{л}} = \alpha_{\text{н}} \cdot a \cdot C_r, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Коефіцієнт тепловіддачі від газів до стінки:

$$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{л}}), \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

де ξ – коефіцієнт використання конвективної поверхні, що враховує зменшення теплосприйняття поверхні нагріву унаслідок нерівномірного обмивання її газами і часткового перетікання газів мимо пучка ($\xi=1$).

Коефіцієнт теплопередачі для плоских поверхонь нагріву і гладкотрубних пучків котла визначається по формулі:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{cm}}}{\lambda_{\text{cm}}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

де $\frac{1}{\alpha_1}, \frac{1}{\alpha_2}$ – термічні опори тепловіддачі від газів до стінки і від стінки до

середовища, що обігривається, $\frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$;

$$\frac{\delta_{ct}}{\lambda_{ct}} - \text{термічний опір стінки, } \frac{\text{м}^2 \cdot \text{К}}{\text{Вт}}.$$

Термічний опір металевої стінки $\frac{\delta_{ct}}{\lambda_{ct}}$ дуже малий, і тому при розрахунку теплопередачі це значення не враховується.

Тоді коефіцієнт теплопередачі розраховується по наступній формулі:

$$k = \psi \cdot \alpha_1$$

де ψ – коефіцієнт теплової ефективності.

Різниця температур між середовищами:

– найбільша:

$$\Delta t_6 = T - t'', \text{ } ^\circ\text{C}$$

– найменша:

$$\Delta t_m = T'' - t, \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температурний натиск визначається як середньологарифмічна різниця температур середовищ:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2,3 \cdot \lg\left(\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}\right)}, \text{ } ^\circ\text{C}$$

Теплота від газів до теплоносія, що нагрівається, передається в процесі тепловіддачі конвекцією і визначається з рівняння теплопередачі:

$$Q_T = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{1000 \cdot B}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Розбіжності розрахункових теплосприймачів визначається по формулі:

$$\Delta Q = \frac{Q_T - Q_2}{Q_2} \cdot 100, \%$$

Розрахунок терміну окупності системи тепlopостачання, яка працює на генераторному газі.

Для міста Дніпропетровськ розрахункова температура зовнішнього повітря в зимовий період дорівнює -23°C , середня зимова температура -1°C , температура повітря в приміщенні $+18^\circ\text{C}$.

Середнє теплове навантаження котла в зимовий період:

$$Q_{\text{TH}}^{\text{зим}} = Q \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{нр}}} = 4500 \cdot \frac{18 - (-1)}{18 - (-23)} = 2085,4 \text{ кВт}$$

Середнє теплове навантаження котла в літній період дорівнює 10% від навантаження котла в зимовий період:

$$Q_{\text{TH}}^{\text{лет}} = 0,1 \cdot Q_{\text{TH}}^{\text{зим}}$$

Кількість енергії, яка випускається котлом за опалювальний період:

$$Q_{\text{зим}} = Q_{\text{TH}}^{\text{зим}} \cdot 4200 \cdot 3600 = 2085,4 \cdot 4200 \cdot 3600 = 31530731707 \text{ кДж/сезон,}$$

де 4200 – тривалість опалювального періода, год.

Кількість енергії, яка випускається котлом за літній період:

$$Q_{\text{лет}} = Q_{\text{TH}}^{\text{лет}} \cdot 4560 \cdot 3600 = 208,5 \cdot 4560 \cdot 3600 = 3423336585 \text{ кДж/сезон,}$$

де 4560 – тривалість літнього періода, год.

Кількість енергії, яка випускається котлом за рік:

$$Q_{\text{год}} = Q_{\text{зим}} + Q_{\text{лет}} = 31530731707 + 3423336585 = 34954068293 \text{ кДж/рік}$$

Річна витрата генераторного газу:

$$V_{\text{год}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot 100}{Q_{\text{нр}} \cdot \eta} = \frac{34954068293 \cdot 100}{6024,48 \cdot 85,5} = 6784517 \text{ м}^3/\text{рік}$$

Річна витрата біомаси:

$$V_{\text{год бм}} = V_{\text{год}} \cdot 1,1 \cdot \rho_{\text{ГГ}} = 6784517 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 9701859 \text{ кг}_{\text{бм}}/\text{рік,}$$

де 1,1 – коефіцієнт, який враховує зольність вугілля

Річний об'єм біомаси (насипний):

$$V_{\text{бм}} = \frac{V_{\text{год бм}}}{\rho_{\text{нас}}} = \frac{9701859}{300} = 32340 \text{ м}^3/\text{рік,}$$

де $\rho_{\text{нас}}$ – насипна густина біомаси, $\text{кг}/\text{м}^3$

Річна вартість біомаси:

$$C_{\text{бм}} = V_{\text{бм}} \cdot C = 32340 \cdot 40 = 1\,293\,581 \text{ грн/рік,}$$

де C – вартість насипного м^3 біомаси, $\text{грн}/\text{м}^3_{\text{нас}}$.

Річна витрата природного газу (за умов роботи котла на природному газі):

$$V_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot 100}{Q_{\text{нр}} \cdot \eta} = \frac{34954068293 \cdot 100}{32700 \cdot 85,5} = 1\,249\,944 \text{ м}^3/\text{рік},$$

де $Q_{\text{нр}} = 32700 \text{ кДж/м}^3$ – теплота згоряння природного газу

Річна вартість природного газу:

$$C_{\text{пг}} = V_{\text{пр}} \cdot C = 1\,249\,944 \cdot 3,5 = 4\,374\,806 \text{ грн/рік},$$

де $C = 3,5 \text{ грн/м}^3$ – вартість природного газу

Термін окупності установки, яка працює на альтернативному паливі:

$$T = \frac{KЗ}{C_{\text{пг}} \cdot V_{\text{пг}} - C_{\text{бм}} \cdot V_{\text{бм}}} = \frac{486000}{3,5 \cdot 1249944 - 40 \cdot 32340} = 0,158 \text{ лет} = 1,9 \text{ міс},$$

де $KЗ$ – капітальні витрати на проект, монтаж та купівлю устаткування.

Розрахунок екологічної ефективності реконструкцій

Для оцінки екологічної ефективності реконструкцій, нижче приводиться розрахунок екологічного критерію ефективності використання біопалива, як показник питомого зниження викидів парникових газів при заміні первинного палива біомасою – $\varepsilon_{\text{CO}_2}$:

$$\varepsilon_{\text{CO}_2} = \frac{E_{\text{CO}_2}^{\text{ВИК}} - E_{\text{CO}_2}^{\text{БМ}}}{V_{\text{БМ}} \cdot Q_{\text{Н,БМ}}^{\text{Р}}}$$

де $E_{\text{CO}_2}^{\text{ВИК}}$ і $E_{\text{CO}_2}^{\text{БМ}}$ – абсолютні величини викидів парникових газів при роботі

на викопному паливі і біомасі, відповідно, $\frac{\text{кг CO}_2 \text{ екв}}{\text{год}}$;

$V_{\text{БМ}}$ – витрата біомаси, $\frac{\text{кг}}{\text{год}}$;

$Q_{\text{Н,БМ}}^{\text{Р}}$ – теплота згоряння біомаси, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$.

Виразив витрату палива через ККД котельного агрегату і нижчу теплоту згоряння палива вид залежності для визначення питомого зниження викидів парникових газів $\varepsilon_{\text{CO}_2}$ перетвориться у вираз:

$$\varepsilon_{\text{CO}_2} = e_{\text{CO}_2}^{\text{ВИК}} \left(\frac{\eta_{\Sigma}^{\text{БМ}}}{\eta_{\Sigma}^{\text{ВИК}}} - \frac{e_{\text{CO}_2}^{\text{БМ}}}{e_{\text{CO}_2}^{\text{ВИК}}} \right),$$

де

$$e_{\text{CO}_2}^{\text{ВИК}} = \frac{\varepsilon_{\text{CO}_2}^{\text{ВИК}}}{Q_{\text{H,ВИК}}^{\text{P}}};$$

$$e_{\text{CO}_2}^{\text{БМ}} = \frac{\varepsilon_{\text{CO}_2}^{\text{БМ}}}{Q_{\text{H,БМ}}^{\text{P}}}.$$

На підставі методики визначення показника емісії парникових газів в умовах України, були розраховані значення показників емісії парникових газів для:

– природного газу $e_{\text{CO}_2}^{\text{ПГ}}$ змінюється в діапазоні $1714 \div 1908 \frac{\text{г CO}_2 \text{ екв}}{\text{кг у.п.}}$;

– біомаси $e_{\text{CO}_2}^{\text{БМ}}$ змінюється в діапазоні $0,8 \div 125,2 \frac{\text{г CO}_2 \text{ екв}}{\text{кг у.п.}}$;

– їх відношення $\frac{e_{\text{CO}_2}^{\text{БМ}}}{e_{\text{CO}_2}^{\text{ВИК}}}$ змінюється в діапазоні $0,00018 \div 0,073$.

Значення відношення ККД водогрійних котлів, що працюють на біомасі і первинному паливі $\frac{\eta_{\Sigma}^{\text{БМ}}}{\eta_{\Sigma}^{\text{ВИК}}}$ змінюється в діапазоні $0,735 \div 1,059$.

$$e_{\text{CO}_2} = 1908(1,059 - 0,073) = 1881,3 \frac{\text{г CO}_2 \text{ екв}}{\text{кг у.п.}}$$

Переводимо витрату природного газу в умовне паливо:

$$B_{\text{пг}}^{\text{ум}} = \frac{B_{\text{пг}} \cdot Q_{\text{пг}}}{Q_{\text{усл}}} \cdot \rho_{\text{пг}} = \frac{1249944 \cdot 32700}{29300} \cdot 0,8 = 1\,115\,991 \text{ кг/рік}$$

Таким чином, річне зниження викидів парникових газів при заміні первинного палива біомасою складає:

$$e_{\text{CO}_2} \cdot B_{\text{пг}}^{\text{ум}} = 1881,3 \cdot 1\,115\,991 = 2099513868 \text{ г CO}_2 \text{ екв/рік} = 2100 \text{ т CO}_2 \text{ екв/рік}$$

Висновок: В ході курсової роботи був проведений розрахунок ефективності переведення системи теплопостачання з природного газу на альтернативне джерело енергії. Згідно з розрахунками, заміна природного газу на генераторний газ є ефективним, тому що це, по-перше, дуже позитивно впливає на навколишнє середовище (дозволяє скоротити шкідливі викиди CO_2 на $2100 \text{ т}_{\text{CO}_2 \text{ екв}}/\text{рік}$); по-друге, незважаючи на високі капітальні витрати, така система теплопостачання окупиться протягом приблизно двох місяців.

ПИТАННЯ ДЛЯ САМОПЕРЕВІРКИ ЗНАНЬ СТУДЕНТІВ

1. Які нетрадиційні відновлювані джерела енергії (НВДЕ) ви знаєте?
2. Поясніть поняття: ресурси НВДЕ, що технічно реалізуються, і економічно доступні ресурси НВДЕ.
3. Які НВДЕ є джерелами теплової енергії і які є для них основні напрямки виробництва кінцевої енергії?
4. Які НВДЕ є джерелами хімічної енергії і які є для них основні напрямки виробництва кінцевої енергії?
5. Які НВДЕ є джерелами механічної енергії і які є для них основні напрямки виробництва кінцевої енергії?
6. Які НВДЕ є джерелами світлової енергії і які є для них основні напрямки виробництва кінцевої енергії?
7. Атомні електростанції України і їхня потужність.
8. Назвіть, який великий недолік має структура атомного комплексу України.
9. Особливості виділення енергії при ядерних реакціях.
10. Чим відрізняється атомний реактор від атомної бомби?
11. Двоконтурна АЕС з реактором на повільних нейтронах, що охолоджується водою.
12. Тепловиділювальні елементи (ТВЕЛ), їхній принцип дії, конструкції.
13. Водоводяні реактори (ВВР)
14. Уран-графітові реактори (РБМК)
15. Газоохолоджувані реактори.
16. Реактори-размножувателі на швидких нейтронах.
17. Теплові схеми ядерних реакторів.
18. Технологічне використання ядерних реакторів.
19. Характеристика сонячного випромінювання.
20. Сонячні електростанції баштового типу.
21. Сонячні електростанції модульного типу.
22. Комбіновані сонячні електростанції.
23. Термохімічне перетворення сонячної енергії.
24. Сонячне теплопостачання.
25. Конструкції і принцип роботи сонячних колекторів.
26. Геліосистема для гарячого водопостачання.
27. Система опалення з ґрунтовим акумулятором.
28. Нинішнє і майбутнє біомаси.

29. Енергетичні плантації і вирощування біомаси.
30. Енергетичне використання органічних відходів.
31. Основні технології енергетичного використання біомаси.
32. Технологія отримання біогазу і органічних добрив.
33. Конструкція і принцип роботи біогазового реактора.
34. Методи термохімічної переробки біомаси.
35. Виробництво і енергетичне використання біогазу.
36. Ресурси і типи родовищ глибинного тепла Землі.
37. Парогідротермальні геотермічні електростанції.
38. Геотермальна електростанція з безпосереднім використанням природної пари.
39. Геотермальна електростанція з пароперетворювачем.
40. ГеоТЕС з низькокиплячими робочими тілами.
41. Геотермальне теплопостачання.
42. Схема геотермального теплопостачання з теплообмінниками, яку використовують для мінералізованих джерел.
43. Схема геотермального теплопостачання з піковим догрівом води на опалення.
44. Схема геотермального теплопостачання із застосуванням теплового насосу.
45. Повітряенергетичний потенціал і ресурси.
46. Повітряенергетичні агрегати з горизонтальною віссю.
47. Повітряенергетичні агрегати з вертикальною віссю.
48. Види енергії світового океану.
49. Припливні електростанції.
50. Океанські термоградієнтні електростанції.
51. Хвильові енергетичні установки.
52. Плаваюча хвильова енергетична установка з водяним стовпом, що осцилює.
53. Стаціонарна хвильова електростанція з водяним стовпом, що осцилює.
54. Хвильова енергетична установка типу «моллюск».
55. Хвильові енергетичні установки «плот Кокереля» і «качка Солтера».
56. Фізичні принципи роботи гідроелектростанцій.
57. Активна гідравлічна турбіна.
58. Реактивна гідравлічна турбіна.
59. Гідроелектростанції України.
60. Схема гідроелектростанції, що вмонтовано у греблю.
61. Гідравлічна енергія малих рік.

ЛИТЕРАТУРА

Основная:

1. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. - СПб.: Наука, 2002.-314 с.
2. Твайделл Д. Возобновляемые источники энергии / Д.Твайделл, А.Уэйр. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.
3. Девинс Д. Энергия: Пер. с англ / Д.Девинс. - М.: Энергоатомиздат, 1985,-360 с.
4. Виссарионов В.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии / В.И.Виссарионов, Л.А.Золотов. - М.: МЭИ, 1996. - 156 с.
5. Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование. - Л.: Энергоатомиздат, 1989.- 280 с.
6. Тепловой расчет промышленных парогенераторов: Учебное пособие для втузов; под редакцией Частухина В.И. – К: Вища школа, 1980. – 184 с.
7. Gubynskyy M., Usenko A., Grek A., Vvedenskaya T. Ecological Analysis of Biomass Utilization as Fuel /Environmental Informatics Archives, Volume 1 (2003), pp 197-203

Дополнительная:

8. Шефтер Я.Н. Использование энергии ветра / Я.Н.Шефтер. - М: Энергоатомиздат, 1983. - 200 с.
9. Коробков В.А. Преобразование энергии океана / В.А.Коробков. - Л.: Судостроение, 1986. - 280 с.
10. Геотермальное теплоснабжение / А.Г. Гаджиев, Ю.Н. Султанов, П.Н. Ригер и др. - М: Энергоатомиздат, 1984. - 120 с.
11. Вымороков Б.М. Геотермальные электростанции / Б.М.Вымороков. - М -Л.: Энергия, 1966. - 112 с.
12. Байрамов Р.. Опреснение воды с помощью солнечной энергии / Р.Байра-мов, С. Сейиткурбанов. - Ашхабад, 1977. - 148 с.
13. Каралюнец А.В. Основы инженерной экологии Термические методы обращения с отходами / А.В.Каралюнец, Т.Н.Маслова, В.Т.Медведев. - М.: МЭИ, 2000. - 80 с.
14. Энергетическая безопасность и малая энергетика // XXI век: сб. докл: Всероссийской НТК. - СПб., 2002.

- 15.** Альбом для проектирования установок солнечного горячего водоснабжения / В.К.Аверьянов, А.И.Тютюнников, А.В.Синица и др. - СПб. - Тула, 1992.-55 с.
- 16.** Оборудование ГЭС: учеб. пособие / А.Ю.Александровский, Ю.А.Заболоцкий, Н.И. Матвиенко и др.; под ред. В.И. Обрезкова. - М.: МЭИ, 1992. - 87 с.
- 17.** Оборудование нетрадиционной и малой энергетики: справочник — каталог / Ю.Д. Арбузов, П.П. Безруких и др. - АО "Новые и возобновляемые источники энергии", 2002. - 167 с.
- 18.** Левин Б.Н. Использование твердых бытовых отходов в системах энергоснабжения / Б.Н.Левин. - М.: Энергоиздат, 1992.
- 19.** Санитарная очистка и уборка населенных мест: справочник / под ред. А.Н. Мирного. - М.: Стройиздат, 1990. - 413 с.
- 20.** Шишкин Н.Д. Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии / Н.Д.Шишкин. - М.: Готика. 2000. - 236 с.
- 21.** Ильин А.К. Автономные теплоэнергетические комплексы (структура, характеристики, эффективность) / Л.К.Ильин, И.Д.Шишкин. - Ростов-н-Д.: Южный научный центр РАН, 2004. - 107 с.
- 22.** Корбанов Г.П. Установки для использования солнечной энергии: учеб. пособие по курсу "Нетрадиционные источники энергии" / Г.П.Корбанов. - М.: Издательство МЭИ, 1996. - 112 с.
- 23.** Бермам З. Геотермальная энергия / З.Берман. - М.: Мир, 1978. - 416 с.
- 24.** Вершинский П.В. Энергии океана / П.И.Вертинский. - М.: Наука, 1986.-149 с.
- 25.** Бернштейн Л.Б. Приливные электростанции в современной энергетике / Л.Д\Б.Бернштейн. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961.-270 с.
- 26.** Кислогубская приливная электростанция / под общ. Ред. Л.Б. Бернштейна. - М.: Энергия, 1972. - 263 с.
- 27.** Росс Д. Энергия волн: Первая книга о революции в технике / Д.Росс. - Л.: Гидрометеиздат, 1981. - 112 с.
- 28.** Мак-Кормик М. Преобразование энергии волн / М.Мак-Кормик. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 137 с.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1 РОБОЧА ПРОГРАМА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ «ВИКОРИСТАННЯ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ».....	
1.1 Розподіл навчальних годин (заочна форма навчання).....	
1.2 Характеристика дисципліни.....	
1.3 Структура та зміст дисципліни за темами.....	
1.3.1 Теоретичний курс.....	
1.3.2 Практичні заняття.....	
1.3.3 Лабораторні заняття.....	
1.3.4 Самостійна робота студентів.....	
2 ЗМІСТ ТА МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ЗА ТЕМАМИ ДИСЦИПЛІНИ.....	
2.1 Методичні вказівки до теоретичного курсу дисципліни.....	
2.1.1 Тема 1. Види, основні напрямки використання та ресурси нетрадиційних поновлюваних джерел енергії	
2.1.2 Тема 2. Сонячна енергетика	
2.1.3 Тема 3. Біоенергетика	
2.1.4 Тема 4. Геотермальна енергетика	
2.1.5 Тема 5. Енергія світового океану	
2.1.6 Тема 6. Гідроенергетика	
2.2 Методичні вказівки до практичного курсу дисципліни.....	
2.2.1 Тема 1. Розрахунок основних конструктивних і технологічних параметрів теплового насосу	
3 ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ ТА МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОЇ РОБОТИ.....	
3.1 Загальні вказівки.....	
3.2 Завдання та зміст курсової роботи	
3.3 Вихідні дані до курсової роботи	
3.4 Методичні вказівки до виконання курсової роботи	
4 ПИТАННЯ ДЛЯ САМОПЕРЕВІРКИ ЗНАНЬ СТУДЕНТІВ.....	
ЛІТЕРАТУРА.....	