

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Кумертауский филиал  
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования  
«Оренбургский государственный университет»

Т.А. Посягина

# ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИКИ

## Практикум

Рекомендовано ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательной программе высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Оренбург  
2019

УДК 621.315.5

ББК 45.09

П 61

Рецензент – доцент, кандидат технических наук А.В. Богданов

**Посягина, Т.А.**

П 61      Основы энергетики: практикум / Т.А. Посягина;  
Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2019. – 97 с.  
ISBN

Практикум представляет собой обобщение практических заданий и упражнений по основам энергетики, способствующих усвоению пройденного материала.

Практикум предназначен для обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.315.5

ББК 45.09

ISBN

© Посягина Т.А. 2019

© ОГУ, 2019

## Содержание

Введение .....	4
1 Лабораторные работы .....	6
1.1 Лабораторная работа № 1. Цикл Ренкина паротурбинной установки (ПТУ).....	6
1.2 Лабораторная работа № 2. Дросселирование водяного пара .....	14
1.3 Лабораторная работа № 3. Определение параметров режима работы теплового насоса.....	17
1.4 Лабораторная работа № 4. Теплопроводность многослойной плоской стенки	33
2 Практические занятия.....	42
2.1 Практическое занятие № 1. Энергоресурсы и их использование .....	43
2.2 Практическое занятие № 2. (Семинар) Становление и развитие электрификации России.....	47
2.3 Практическое занятие № 3. (Семинар) Энергетическая система России .....	61
2.4 Практическое занятие № 4. (Семинар) Атомные электрические станции.....	67
2.5 Практическое занятие № 5. (Семинар) гидроэлектрические станции.....	72
2.6 Практическое занятие № 6. (Семинар) Устройство и функционирование современной ТЭС, работающей на органическом топливе .....	78
2.7 Практическое занятие № 7 (Семинар) Солнечная энергетика .....	85
2.8 Практическое занятие № 8. (Семинар) Ветровая энергетика.....	88
Список использованных источников .....	96

## **Введение**

Дисциплина «Основы электроэнергетики» относится к базовой части учебного плана и изучается студентами очной формы обучения в 4 семестре. Изучение данной дисциплины базируется на следующих дисциплинах: математика; физика; теоретические основы электротехники. Основные положения дисциплины «Основы электроэнергетики» должны быть использованы в дальнейшем при изучении дисциплин: электрические станции и подстанции; электроэнергетические системы и сети; энергосбережение в энергетике; нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, а также при выполнении курсовых работ и выпускной квалификационной работы с целью обоснования экономики и организации энергетического производства, узлов и деталей промышленного электрооборудования.

В результате освоения учебной дисциплины, обучающиеся должны демонстрировать следующие результаты образования:

Знать:

- общие принципы построения электростанций и функционирования объектов профессиональной деятельности;
- основные узлы электростанций, их роль и место в электроснабжении промышленных производств;

Уметь:

- использовать типовые физические модели получения электрической энергии;
- проанализировать и сформулировать техническую задачу электроснабжения промышленных производств;.

Владеть:

- методикой обеспечения требуемых режимов и заданных параметров технологического процесса генерации электрической энергии.

Приобрести опыт деятельности:

- в выборе и расчете параметров термодинамических процессов генерирования электрической энергии.

Выполнение студентами лабораторных работ и практических занятий направлено на экспериментальное подтверждение теоретических положений, экспериментальную проверку формул, методик расчета, установление и подтверждение закономерностей, ознакомление с методиками проведения эксперимента, анализ положительных и отрицательных аспектов различных видов электростанций, их качественных и количественных характеристик, наблюдение и развитие явлений, процессов эффективного преобразования энергии.

Выполненные отчеты по лабораторным работам и практическим занятиям студентами очной формы обучения сдаются на кафедру до экзаменационной сессии. При оформлении отчетов необходимо соблюдать требования стандарта «Работы студенческие. Общие требования и правила оформления», принятого на заседании Ученого совета Кумертауского филиала ОГУ от 29 ноября 2012 г. Протокол №20.

# 1 Лабораторные работы

Лабораторные работы выполняются в соответствии с организационно-методическими данными дисциплины, представленными в рабочей программе и имеют трудоемкость во 4 семестре 16 часов. После проработки и повторения лекционного материала учебников и учебных пособий по тематическому плану рабочей программы, студент может приступить к выполнению лабораторных работ.

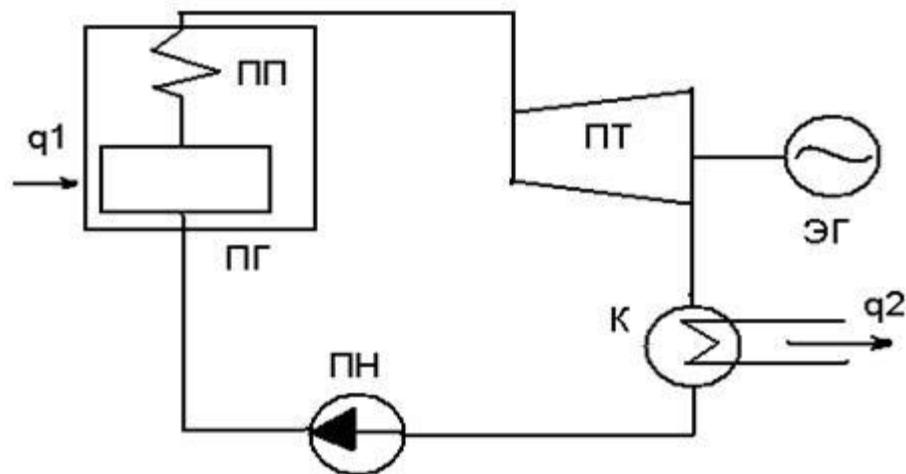
## 1.1 Лабораторная работа № 1. Цикл Ренкина паротурбинной установки (ПТУ)

Цель работы: освоение методики исследования цикла Ренкина с помощью диаграммы энталпия – энтропия (h-s) водяного пара.

### 1.1.1 Цикл Ренкина

Современная стационарная теплоэнергетика базируется, в основном, на паротурбинных установках (ПТУ). По состоянию на начало 2000-х годов по циклу Ренкина в разных его вариациях, с использованием паровых турбин, вырабатывалось около 90 % всей электроэнергии, потребляемой в мире, включая паросиловые установки солнечных, атомных, тепловых электростанций, использующих в качестве топлива мазут, газ, уголь или торф. Рабочим телом таких установок является вода и водяной пар. Принципиальная тепловая схема ПТУ, работающей по циклу Ренкина показана на рисунке 1. В парогенераторе за счет теплоты сгораемого топлива вода, нагнетаемая питательным насосом, превращается в водяной пар, который затем поступает в турбину, вращающую электрогенератор. Тепловая энергия пара преобразуется в турбине в механическую работу, которая в свою очередь преобразуется в генераторе в электроэнергию. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор, где он конденсируется. Далее

питательный насос нагнетает конденсат в парогенератор, замыкая, таким образом, цикл.



ПГ – парогенератор; ПП – пароперегреватель; ПТ – паровая турбина; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; ПН – питательный насос.

Рисунок 1 – Технологическая схема паротурбинной установки (ПТУ)

Таким образом, цикл Ренкина (см. рисунок 2) является теоретическим выражением работы термодинамических процессов, происходящих при работе паросиловых установок в режиме повторения. Можно выделить основные операции, входящие в этот цикл  $h-s$  диаграмме: жидкость испаряется при высоком давлении (4 – 1); молекулы воды в газообразном состоянии расширяются (1 – 2); влажный пар конденсируется на стенках сосуда (2 – 3); давление жидкости увеличивается (возвращается в исходное значение) (3 – 4).

На  $h-s$  диаграмме изображаются: линии изобар ( $p = \text{const}$ ); линии изотерм ( $t = \text{const}$ ); в области влажного пара изотермы не представлены, так как они совпадают с изобарами; изохоры ( $v = \text{const}$ ) – пунктирной линией или линией другого цвета; линии постоянной степени сухости влажного пара ( $x = \text{const}$ ) в области влажного насыщенного пара. На рисунке 3 представлен пример определения температуры насыщения, энталпии и энтропии влажного водяного пара при давлении 2,0 бара и степени сухости 0,9.

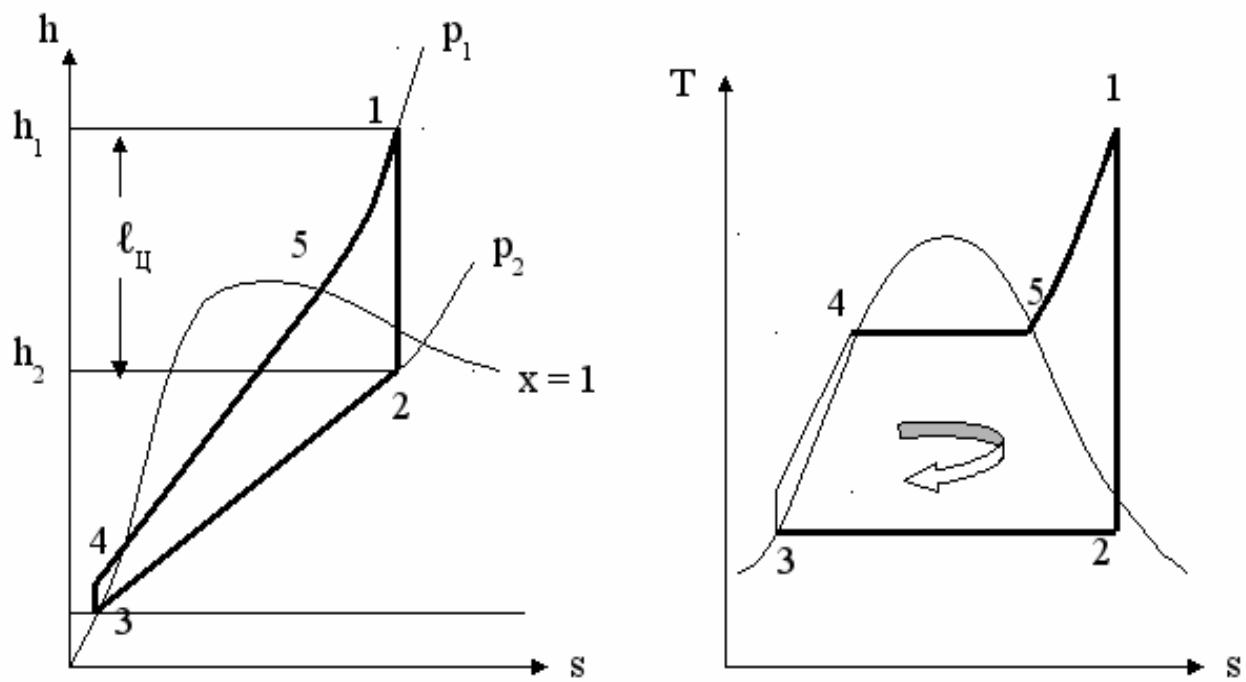


Рисунок 2 – Цикл Ренкина

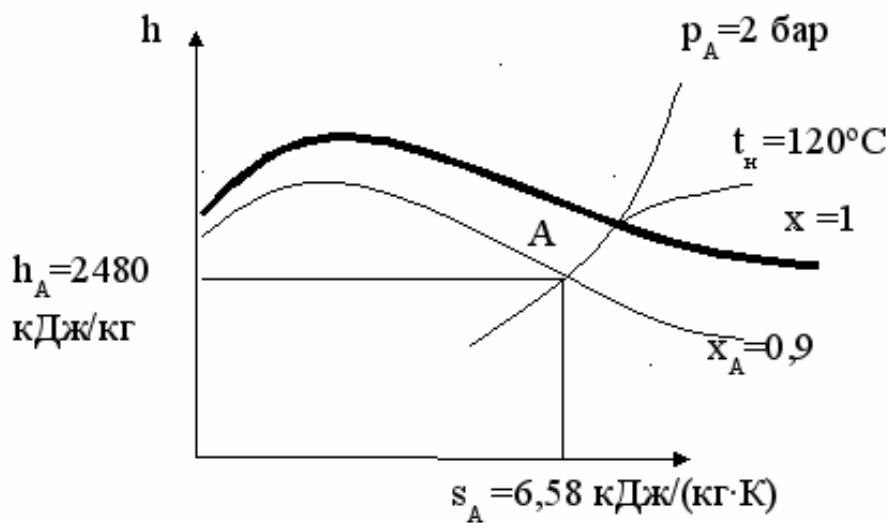


Рисунок 3 – Определение параметров влажного водяного пара

Для определения температуры пара, сначала определяем температуру насыщения пара при заданном давлении 2,0 бар и степени сухости 0,9 (Точка А). Затем поднимаемся по изобаре 2,0 бар вверх до пересечения с линией сухости ( $x = 1$ ), через нее проходит искомая изотерма  $t_h = 120^0\text{C}$ , являющаяся точкой росы.

### 1.1.2 Термический КПД цикла Ренкина ПТУ

Условие задания: Паросиловая установка работает по циклу Ренкина. Параметры начального состояния заданы:  $P_1$ ;  $t_1$ . Давление в конденсаторе  $P_2$ . Определить термический КПД.

Решение: Термический КПД цикла Ренкина равен [3]:

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h'_2}$$

где  $h_1$  и  $h_2$  – энталпии пара до и после адиабатного расширения в турбине, кДж/кг; определяем по диаграмме  $h$ - $s$  (См. рисунок 4);

$h'_2$  – энталпия питательной воды, определяем по формуле:

$$h'_2 = C_p \cdot t_H$$

где  $C_p = 4,19$  кДж/(кг · К), теплоемкость воды;

$t_h$  – температура насыщенного пара в конденсаторе (См. рисунок 3).

### 1.1.3 Удельный расход пара турбины ПТУ

Удельный расход пара турбины определяем по формуле:

$$D_o = 3600/(h_1 - h_2); \text{ кг}/(\text{кВт} \cdot \text{ч}),$$

где  $h_1$  и  $h_2$  энталпии находим по диаграмме  $h$ - $s$  (См. рисунок 4).

### 1.1.4 Внутренняя энергия пара перед конденсатором ПТУ

Внутренняя энергия пара перед конденсатором определяется по формуле:

$$U_2 = h_2 - P_2 \cdot V_2,$$

где  $h_2$  – энталпия пара после адиабатного расширения в турбине, кДж/кг; определяем по диаграмме  $h$ - $s$  (см. рисунок 4);  
 $P_2$  - давление в конденсаторе; Па  
 $V_2$  - удельный объем; м<sup>3</sup>/кг.

$h$ ,

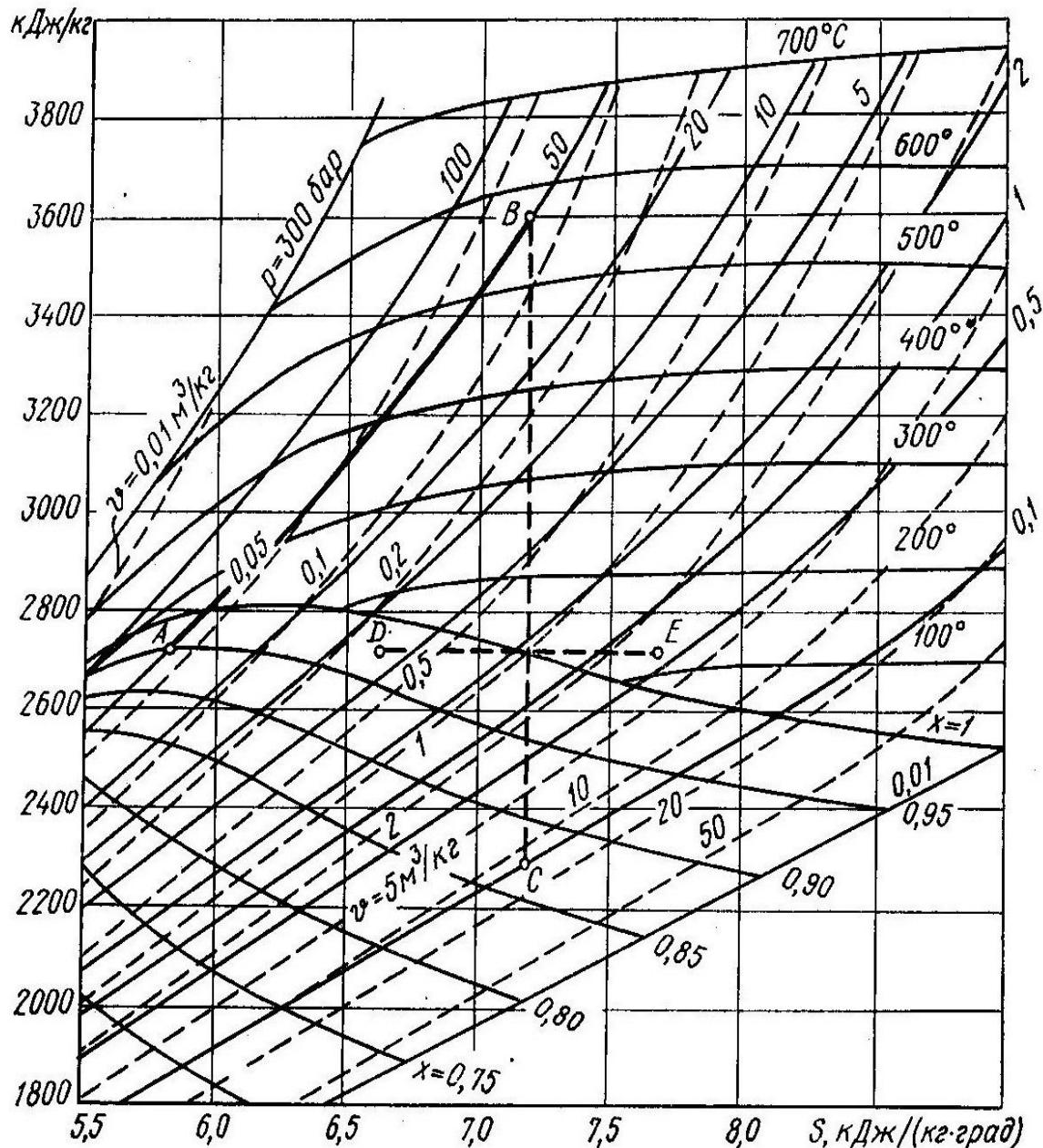


Рисунок 4 – Диаграмма  $h$ - $s$  водяного пара

Значение удельного объема определяем по формуле:

$$V_2 = V'' \cdot x,$$

где  $V''$  - удельный объем из таблицы 1- Свойства насыщенного пара;  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

$x$  – степень сухости пара перед конденсатором определяем по диаграмме  $h-s$ .

Таблица 1 – Свойства насыщенного водяного пара

Температура, $^{\circ}\text{C}$	Удельный объем ( $V''$ ), $\text{м}^3/\text{кг}$	Давление ( $P$ ), кПА
0	206,5	0,613
20	57,8	2,333
40	19,55	7,371
60	7,687	19,92
80	3,414	47,33
100	1,675	101,3
120	0,893	198,5
140	0,509	368,5
160	0,307	618,0
180	0,194	1023
200	0,128	1554

В современных мощных ПТУ применяются параметры начального состояния пара при давлении ( $p_1$ ) от 235 до 240 бар; температуры ( $t_1$ ) от 535  $^{\circ}\text{C}$  до 565  $^{\circ}\text{C}$ ; давлении в конденсаторе ( $p_2$ ) от 0,03 до 0,05 бар; температуры ( $t_2$ ) от 25  $^{\circ}\text{C}$  до 35  $^{\circ}\text{C}$ . Переход на более высокие параметры  $p_1$  и  $t_1$  определяется уровнем развития металлургии, поскольку требуются дорогостоящие высоколегированные стали. Использование более низких давлений  $p_2$  ограничено температурой воды, охлаждающей конденсатор, которая в летнее время равна от 18  $^{\circ}\text{C}$  до 20  $^{\circ}\text{C}$ . Кроме того, с понижением  $p_2$  становится все большим удельный объем пара, что тоже

ведет к увеличению размера конденсатора, а также и к увеличению последних ступеней турбины.

Наибольшие энергетические потери на конденсационных электростанциях имеются в основном пароводяном контуре [3 с. 97], а именно в конденсаторе, где отработавший пар, содержащий еще большое количество теплоты, затраченной при парообразовании, отдает ее циркуляционной воде. Теплота с циркуляционной водой уносится в водоемы, т.е. теряется. Эти потери в основном и определяют КПД электростанции, составляющие даже для самых современных конденсационных электростанций не более 42 %.

Электроэнергия, вырабатываемая электростанцией, выдается на напряжение от 110 до 220 кВ, и лишь часть ее отбирается на собственные нужды (5 %) через трансформатор собственных нужд, подключенный к выводам генератора.

Наиболее крупные конденсационные электростанции в настоящее время имеют мощность до 4 млн кВт; сооружаются электростанции мощностью от 4 до 6,4 млн кВт с энергоблоками 500 и 800 МВт. Предельная мощность конденсационных электростанций определяется условиями водоснабжения и влиянием выбросов станции на окружающую среду.

#### 1.1.5 Порядок выполнения лабораторной работы

Показать сравнительным расчетом целесообразность применения пара высоких параметров на примере установки, работающей по циклу Ренкина, определив для двух значений начального давления  $P_1$  и начальной температуры  $t_1$  (при одинаковом конечном давлении  $P_2 = 4$  кПа), термический КПД цикла и теоретический удельный расход пара. Схему решения представить в  $h$ - $S$  – диаграмме. Изобразите схему ПТУ, дайте ее краткое описание. Для второго варианта определить также внутреннюю энергию пара перед конденсатором.

Значения параметров принять по таблице 2. На основании расчета проанализировать характер зависимости термического КПД паротурбинной установки от изменения начальных параметров пара. Объяснить, чем ограничены выбор параметров перегретого пара и давления в конденсаторе.

Задачу решить с помощью  $h$ - $S$  – диаграммы.

Таблица 2 – Исходные параметры водяного пара

Последняя цифра шифра	1 вариант		Предпоследняя цифра шифра	2 вариант		
	Параметры пара			Параметры пара		
	P <sub>1</sub> , МПа	t <sub>1</sub> °C		P <sub>1</sub> , МПа	t <sub>1</sub> °C	
0	2,0	250	0	7,0	480	
1	2,5	280	1	8,0	500	
2	3,0	300	2	9,0	520	
3	3,5	320	3	10,0	540	
4	4,0	340	4	11,0	560	
5	4,5	360	5	12,0	540	
6	5,0	380	6	13,0	560	
7	5,5	400	7	14,0	540	
8	6,0	420	8	15,0	560	
9	6,5	440	9	18,0	560	

### 1.1.6 Вопросы для самопроверки

- Укажите основные параметры состояния рабочего тела в термодинамической системе: абсолютная температура; абсолютное давление и удельный объем и единицы их измерения.
- Уравнение состояния Клайперона-Менделеева идеального газа. Изопроцессы идеального газа и их графическое изображение.
- Внутренняя энергия, работа расширения идеального газа. Первый закон термодинамики.
- Теплоемкость, энタルпия и энтропия. Второй закон термодинамики.
- Основные термодинамические процессы идеальных газов: изохорный; изобарный; изотермический; адиабатический; политропный. Цикл Карно.
- Реальные газы. Вода и водяной пар. Абсолютная и относительная влажность воздуха. Насыщенный пар.
- Диаграмма водяного пара в координатах: h-s. Основные термодинамические процессы. Характерные области и линии.
- Цикл Ренкина координатах: h-s. Термический КПД цикла. Схема паротурбинной установки.

## 1.2 Лабораторная работа № 2. Дросселирование водяного пара

Цель работы: освоение методики исследования дросселирование водяного пара с помощью диаграммы энталпия-энтропия (h-s) водяного пара.

### 1.2.1 Процесс дросселирования водяного пара

Дросселирование (от нем. *drosseln* — ограничивать, глушить) — понижение давления газа или пара при протекании через сужение проходного канала трубопровода - дроссель. При дросселировании происходит адиабатное расширение от давления  $P_1$  до давления  $P_2$  без совершения работы, то есть дросселирование — существенно необратимый процесс, сопровождающийся увеличением энтропии и объёма при постоянной энталпии. В суженном сечении трубопровода пар обладает большей скоростью. Исторически феномен ускорения газа до сверхзвуковых скоростей в *сопле Лаваля* был обнаружен в конце XIX в. экспериментальным путём. Перемещаясь по соплу, газ расширяется, его температура и давление падают, а скорость возрастает. Внутренняя энергия газа преобразуется в кинетическую энергию его направленного движения. КПД этого преобразования в некоторых случаях (например, в соплах современных ракетных двигателей) может превышать 70 %, что значительно превосходит КПД реальных тепловых двигателей всех других типов. Это объясняется тем, что рабочее тело не передаёт механическую энергию никакому посреднику (поршню или лопастям турбины). Кроме того, газ, проходя через сопло на значительной скорости, не успевает передать его стенкам заметное количество своей тепловой энергии, что позволяет считать процесс адиабатическим.

### 1.2.2 Процесс дросселирования водяного пара на диаграмме h-s водяного пара.

Условие задания: Водяной пар, имеющий начальное давление  $P_1$  и температуру  $t_1$  или степень сухости  $x_1$  дросселируется в трубопроводе до давления  $P_2$ . Построить в h-S – диаграмме условный процесс дросселирования водяного пара. Определить температуру, энталпию, энтропию и внутреннюю энергию пара в конце процесса дросселирования.

Решение: Находим  $h- $S$  – диаграмме (см. рисунок 5) начальное состояние пара, имеющий начальное давление  $P_1$  и температуру  $t_1$  или степень сухости  $x_1$  (т. 1, рисунок 5) и проводим через найденную точку горизонтальную линию постоянного теплосодержания. В пересечении с изобарой  $P_2$ , находим точку 2, характеризующую конечное состояние пара, температуру  $t_2$ , энталпию, энтропию определяют по  $h- $S$  – диаграмме, как координаты точки 2. Изменение внутренней энергии пара в конце процесса дросселирования определяется по методике предыдущего задания.$$

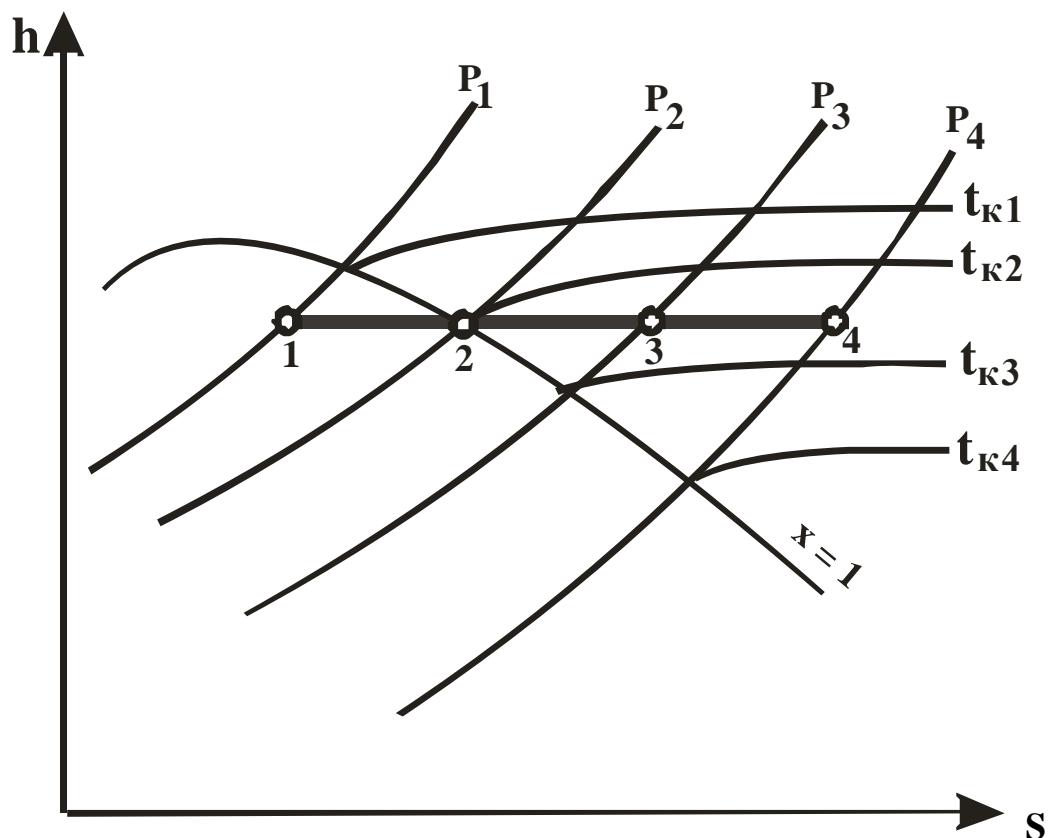


Рисунок 5 – Процесс дросселирования водяного пара диаграмме  $h$ - $S$

Рассматривая процесс дросселирования водяного пара, можно сделать выводы на основании графика этого процесса в  $h$ - $s$ -диаграмме (рисунок 5). Из него видно, что влажный пар в области умеренных давлений (точка 1) при дросселировании подсушивается, сухой насыщенный пар (точка 2) перегревается, а перегретый (точка 3) увеличивает свой перегрев (точка 4).

### 1.1.3 Порядок выполнения лабораторной работы

Водяной пар, имеющий начальное давление  $P_1$  и температуру  $t_1$  или степень сухости  $x_1$  дросселируется в трубопроводе до давления  $P_2$ . Значения параметров принять по таблице 3. Построить в  $h$ - $S$  – диаграмме условный процесс дросселирования водяного пара. Определить температуру, энталпию, энтропию и внутреннюю энергию пара в конце процесса дросселирования.

Таблица 3 – Исходные параметры водяного пара

Показатели	Предпоследняя цифра шифра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
$P_1$ , МПа	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
$t_1$ , $^{\circ}$ С	-	-	-	-	-	220	240	250	260	280
$x_1$	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	-	-	-	-	-
Показатели	Последняя цифра шифра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
$P_2$ , МПа	0,06	0,08	0,09	0,1	0,12	0,16	0,18	0,2	0,24	0,3

### 1.1.4 Вопросы для самопроверки

1. Укажите изменения основных параметров состояния рабочего тела при дросселировании.
2. Изображение процесса дросселирования водяного пара на диаграмме  $h$ - $s$  водяного пара. Изменение давления и скорости газа.
3. Феномен ускорения газа до сверхзвуковых скоростей в сопле Лаваля.
4. Определение температуры, энталпии, энтропии и внутренней энергии пара в процесса дросселирования.
5. Определение мятого пара.

# 1.3 Лабораторная работа № 3. Определение параметров режима работы теплового насоса

Цель работы: освоение методики экспериментального исследования цикла теплового насоса и с помощью диаграммы энталпия – давление ( $h - \lg P$ ) фреона R-134a.

## 1.3.1 Физическая модель теплового насоса

Тепловой насос (ТН) [10] - это устройство для переноса тепловой энергии от теплоотдатчика с низкой температурой, чаще всего - окружающей среды, к теплоприёмнику с высокой температурой. Принцип действия геотермального ТН представлен на рисунке 6, подобен устройству повышающего трансформатора, где обозначены три замкнутых контура ТН – первый внешний, циркуляция соляного раствора в почве и теплообменнике - испарителе, второй внутренний, циркуляция хладагента и третий отопительный, циркуляция воды от теплообменника - конденсатора до отопительной системы дома.

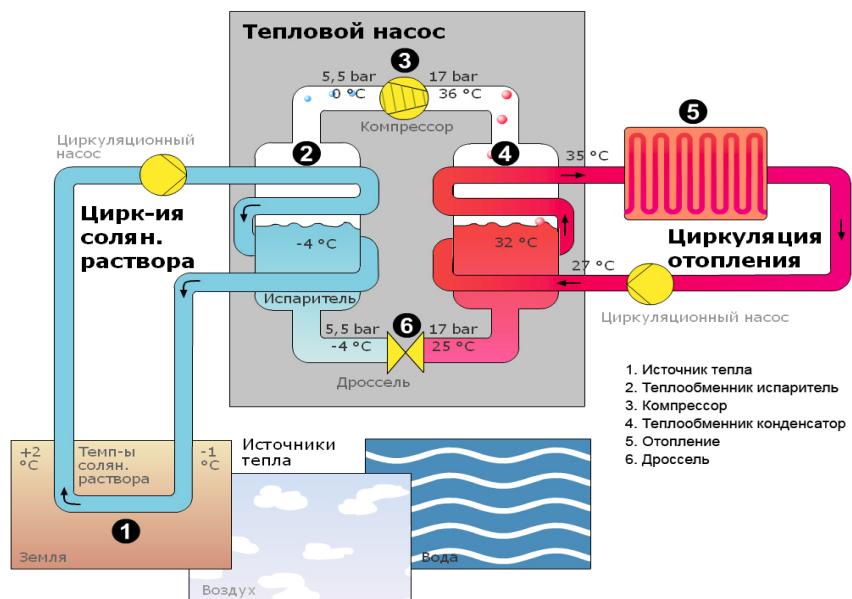


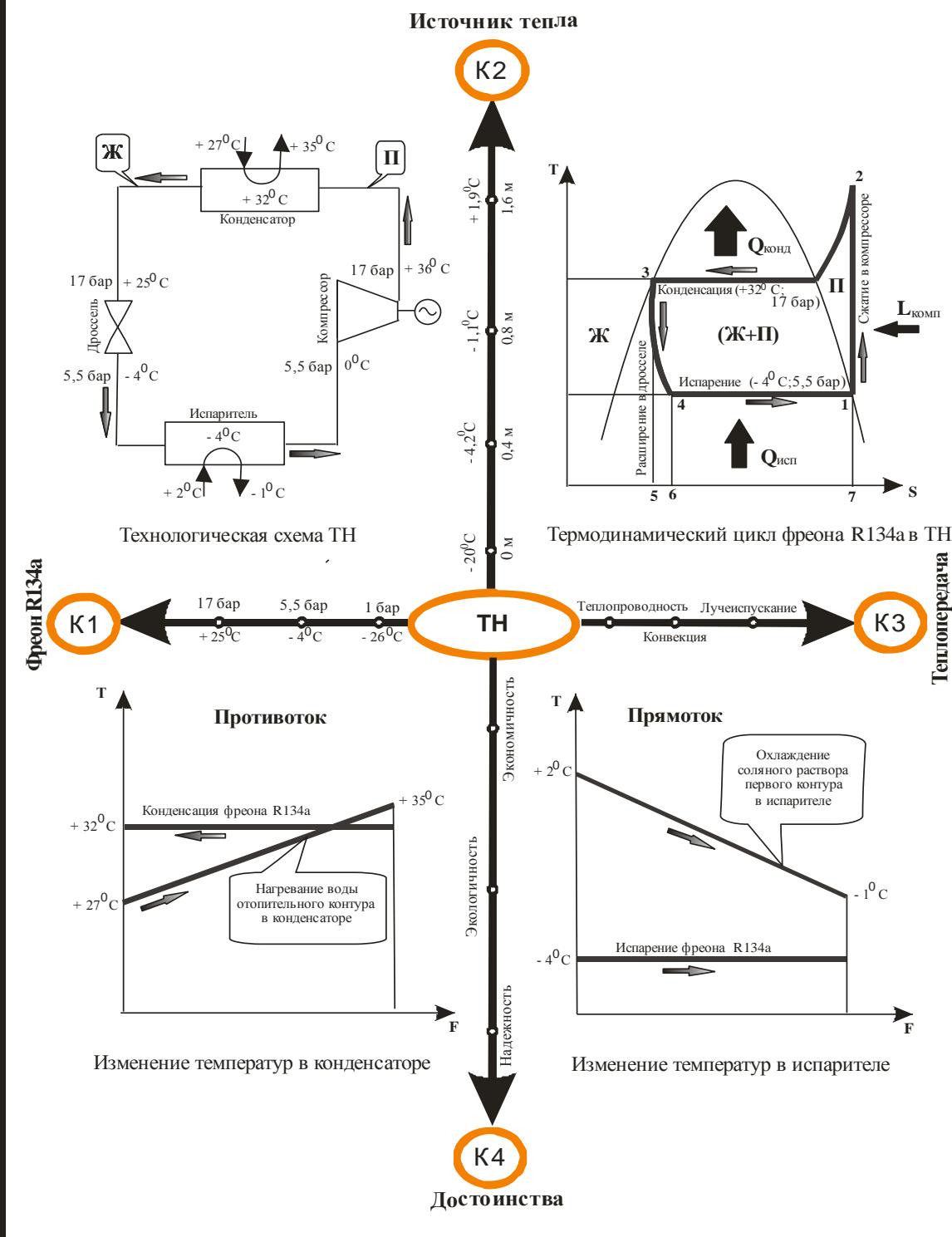
Рисунок 6 – Принципиальная схема работы ТН

Для понимания принципа посредника (фреона R-134a) в конструкции ТН, более подробно представим на рисунке 7 «Физическую модель ТН» графически при помощи когнитивной карты с мультикововым представлением информации. Прежде всего, первую координатную ось (К1) мы посвящаем основному компоненту цикла – хладагенту фреону R-134a, здесь в узловые точки размещаем физические характеристики его, а именно справочную зависимость [11] температуры фазовых переходов от давления, причем первая точка (1 бар и  $-26^{\circ}\text{C}$ ) соответствует условию кипения фреона R-134a при нормальном атмосферном давлении. Далее зависимость пропорциональная, чем выше давление хладагента, тем выше его температура кипения и парообразования. Заметим данная физическая закономерность, использования фазового перехода в ТН, дает объективную возможность значительно увеличить эффективность его, поскольку при таких условиях фреон R-134a во время изменения фазы поглощает или выделяет значительно больше тепла, чем при изменении только температуры.

Далее переходим в первую четверть межосевого пространства когнитивной карты рисунка 7, где размещаем технологическую схему ТН, связывающую в единую систему четыре элемента: испаритель, компрессор, конденсатор и дроссель [6]. Параллельно, во вторую четверть межосевого пространства когнитивной карты мы помещаем термодинамический цикл ТН в  $T - S$  диаграмме (где  $T$  – температура,  $S$  – энтропия). Здесь диаграмма делится на три зоны: переохлажденной жидкости – слева от кривой насыщенной жидкости (Ж), парожидкостной смеси (Ж + П), и перегретого пара (П) – справа от линии, где степень сухости пара равна единице.

Так, началом технологического цикла работы ТН, на диаграмме во второй четверти межосевого пространства когнитивной карты может быть практически любая точка, мы принимаем точку 1 ( $-4^{\circ}\text{C}$  и 5,5 бар), соответствующую состоянию сухого насыщенного пара. Затем, происходит адиабатное сжатие фреона R-134a в компрессоре (процесс 1 - 2), при этом давление и температура фреона R-134a резко повышаются (от  $-4^{\circ}\text{C}$  и 5,5 бар до  $+36^{\circ}\text{C}$  и 17 бар).

## Когнитивная карта “Физическая модель теплового насоса (ТН)”



**Тепловой насос - это оригинальное сердце специализированной системы геотермального отопления, позволяющей забирать из окружающей среды тепло для отопления зданий.**

Рисунок 7 - Когнитивная карта «Физическая модель теплового насоса»

Далее перегретый пар в состоянии 2 с достаточно высокой температурой подается в конденсатор, где сначала охлаждается по изобаре до сухого насыщенного состояния ( $+32^{\circ}\text{C}$ ) и затем конденсируется (фазовый переход из П в Ж) до жидкого состояния (точка 3) ( $+32^{\circ}\text{C}$  и 17 бар). Потом жидкий фреон R134a проходит через дросселирующий клапан, где снижается давление и, соответственно, температура фреона R134a (процесс 3 - 4), (от  $+25^{\circ}\text{C}$  и 17 бар до  $-4^{\circ}\text{C}$  и 5,5 бар). Наконец, фреон R134a поступает в испаритель, где кипит (фазовый переход из Ж в П), отбирая теплоту от низкопотенциального источника (процесс 4 - 1) ( $-4^{\circ}\text{C}$  и 5,5 бар). Таким образом, замыкается термодинамический цикл работы ТН.

Главное значение термодинамического цикла заключается [8] в наглядной оценке коэффициента преобразования или теплового коэффициента СОР (англ. Coefficient of Performance) ТН. Значение СОР показывает, во сколько раз ТН производит больше энергии, чем потребляет сам, то есть определяет разницу между производимой и потребляемой ТН энергией. В Т - S диаграмме по разности площадей, ограниченных графиками процессов. Так, конечная суммарная тепловая энергия, переданная потребителю, может быть представлена площадью фигуры на диаграмме 2 – 3 – 5 – 7 – 2 ( $Q_{\text{конд}}$ ), равная сумме энергии, полученной при кипении фреона R134a в испарителе от геотермального тепла Земли, площадь 4 – 1 – 7 – 6 – 4 ( $Q_{\text{исп}}$ ), и энергии, эквивалентной работе сжатия фреона R134a в компрессоре, площадь 1 – 2 – 3 – 4 – 1 ( $L_{\text{комп}}$ ). Из наглядного сравнения площадей обозначенных фигур следует очевидная эффективность ТН: затраченная работа ( $L_{\text{комп}}$ ), всегда меньше полезной работы ( $Q_{\text{конд}}$ ), суммарной тепловой энергии цикла, а разность между ними ( $Q_{\text{исп}}$ ) составляет долю бесплатного тепла Земли. Ниже представлен термодинамический цикл ТН в диаграмме давление -  $\ln p\text{-}h$ .

Третью координатную ось (К3) когнитивной карты посвящаем трем видам теплопередач: теплопроводность, конвекция; лучеиспускание, или радиация. В большинстве случаев в различных тепловых процессах отопительной техники имеют место одновременно все три вида теплопередачи с преобладанием какого-либо из них. Нас интересует теплопередача во время фазовых переходов фреона R-

134a, именно в теплообменниках испарителе и конденсаторе, где охлаждение одной жидкости и нагрев другой связаны между собой уравнением теплового баланса.

Аналогично примененному выше приему, параллельно, в третью и четвертую межосевого пространства когнитивной карты мы помещаем схематичное изменение температур жидкости двух основных случаев в теплообменных аппаратах. В случае противотока (конденсаторе) обе жидкости (фреон R-134a и вода отопительного контура) движутся вдоль поверхности нагрева навстречу друг другу. При прямотоке наоборот, обе жидкости (соленой раствор первого контура и фреон R-134a) движутся в одном направлении. Сравнение этих схем показывает превосходство противотока над прямотоком, поскольку по мере движения жидкостей температурный напор между ними все время уменьшается, следовательно, падает и количество тепла, передаваемого через единицу поверхности. Более того, при прямотоке невозможно довести температуру нагреваемой жидкости до конечной температуры греющей среды, при противотоке такого ограничения не существует, поскольку конечная температура нагреваемой жидкости получается на другом конце теплообменного аппарата. В конечном счете, при разработке конструкции теплообменных аппаратов разработчики [14] стремятся к тому, чтобы передать заданное количество тепла от одного тела к другому при минимальных размерах аппарата, обеспечивая при этом максимальную скорость передачи тепла.

Достоинства ТН мы помещаем в узловые точки четвертой координатной оси (К4) когнитивной карты. При работе его происходит только потребление электроэнергии, которая необходима для работы компрессора. Основным показателем эффективности оборудования, как показано выше, является трансформация (преобразование тепла), вычисляющаяся в виде разницы между затраченной электроэнергией и полученной тепловой энергией. В связи с этим, экономия энергетических ресурсов может достигать 70 %. В среднем, по данным исследования В.В. Масленникова, В.С. Павлова, А.С. Траченко [13], для передачи 1КВт/час тепловой энергии в систему отопления должно быть затрачено не больше 0,35 КВт/час электрической энергии. Тот же ТН, по мнению А.Л. Осипова [15],

может работать зимой на отопление, а летом на охлаждение здания. Очевидно, что ТН может греть воду для горячего бытового водоснабжения, кондиционировать, греть бассейн, охлаждать ледовый каток, подогревать крыши и дорожки ото льда. С экологической точки зрения применение ТН – это сбережение невозобновляемых энергоресурсов, защита окружающей среды, в том числе и путем сокращения выбросов  $\text{CO}_2$ . К тому же ТН имеют высокую степень надежности [16], так как управление процессами работы выполняется автоматически, они бесшумны и пожаробезопасны.

### 1.3.2 Термодинамический цикл ТН в диаграмме $\ln p$ - $h$

Сжатое рабочее тело (см. рисунок 8) под высоким давлением покидает компрессор в точке 1. Поскольку на вход в компрессор поступал только сухой пар и благодаря наклону линий постоянной энтропии, в точке 1 пар перегрет.

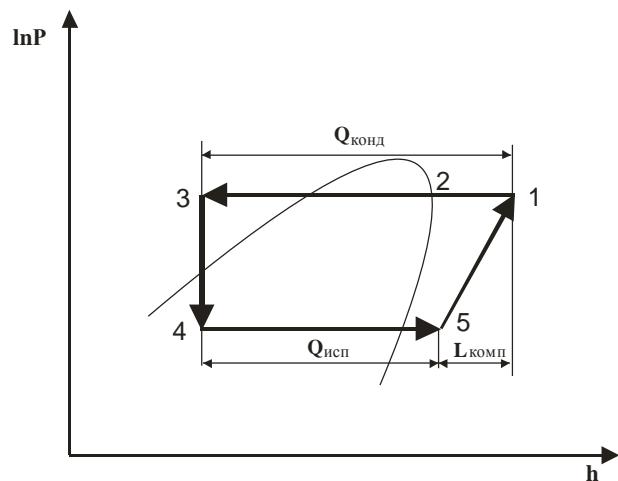


Рисунок 8 – Термодинамический цикл ТН в диаграмме  $\ln p$ - $h$

Прежде чем пар начнет конденсироваться в точке 2, его следует охладить при постоянном давлении. Между точками 2 и 3 происходит конденсация при постоянной температуре (если нет утечек пара). Отсюда видно, что теплообменный аппарат, в котором происходит конденсация (конденсатор), всегда должен быть рассчитан на прием перегретого пара. Адиабатическое расширение изображается в  $\ln p$ - $h$  диаграмме вертикальной прямой 3–4, и в этом одна из причин удобства такой диаграммы. Для расчета цикла необходимо знать состояния рабочего тела только

на входе в компрессор теплового насоса и выходе из него. Остальное изображается прямыми линиями. Испарение происходит при постоянном давлении и температуре между точками 4 и 5. Следует отметить, что расширение происходит фактически в смеси жидкости и пара. Входящая в испаритель смесь содержит значительную долю пара, иногда до 50 % по массе, и эта доля рабочего тела, естественно, уже не участвует в процессе испарения и поглощения теплоты. Между точками 5 и 1 происходит изоэнтропийное сжатие сухого пара. На практике его реализовать нельзя, но здесь рассмотрен идеализированный цикл. Его эффективность меньше, чем у цикла Карно, из-за необратимости процесса расширения.

Рассмотрим еще одно важное преимущество  $\ln p$ - $h$  диаграммы. Поскольку на горизонтальной оси откладывается энталпия, она допускает прямой отсчет  $Q_{конд}$ ,  $Q_{исп}$  и  $L_{комп}$ . Поэтому из диаграммы очевидно простое соотношение  $Q_{конд} = Q_{исп} + L_{комп}$ . В то же время данная диаграмма позволяет сразу оценить значение  $COP = Q_{конд} / L_{комп}$ . Очевидно, что оно будет тем выше, чем меньше интервал давлений 3-4 (или, что то же самое, чем меньше интервал температур). Для получения высокого  $COP$  значение  $Q_{конд}$  должно быть велико, а  $L_{комп}$  (работа сжатия) должна быть мала. Также при взгляде на диаграмму  $\ln p$ - $h$  любого из хладагентов можно быстро оценить его пригодность к работе.

Рассчитаем  $COP$  для реального ТН, в котором используется хладагент фреон R-134a (См. рисунок 4). Во-первых, необходимо выбрать температуры испарения и конденсации хладагента. Они зависят от размеров теплообменников. Примем температуру испарения и конденсации равными:  $T_{исп} = 8^{\circ}\text{C}$  и  $T_{конд} = 40^{\circ}\text{C}$ .

Изображение цикла всегда начинается со сжатия. Примем, что перегрев пара на входе в компрессор (т. А на рисунке 9) составляет  $5^{\circ}\text{C}$ , тогда температура перед компрессором будет составлять  $T_A = 13^{\circ}\text{C}$ .

В точке А удельная энталпия равна  $h_A = 410 \text{ кДж/кг}$ . Проведя по изоэнтропе линию до пересечения с изобарой 1,5 МПа, соответствующей температуре конденсации  $40^{\circ}\text{C}$ , получим условия на выходе из компрессора в точке В с удельной энталпией  $h_B = 440 \text{ кДж/кг}$ .

Реальные условия на выходе из компрессора в точке С рассчитываются при помощи изоэнтропийного КПД:  $\eta = (h_B - h_A) / (h_C - h_A)$ , откуда следует, что для поршневого компрессора  $\eta = 0,7$ .

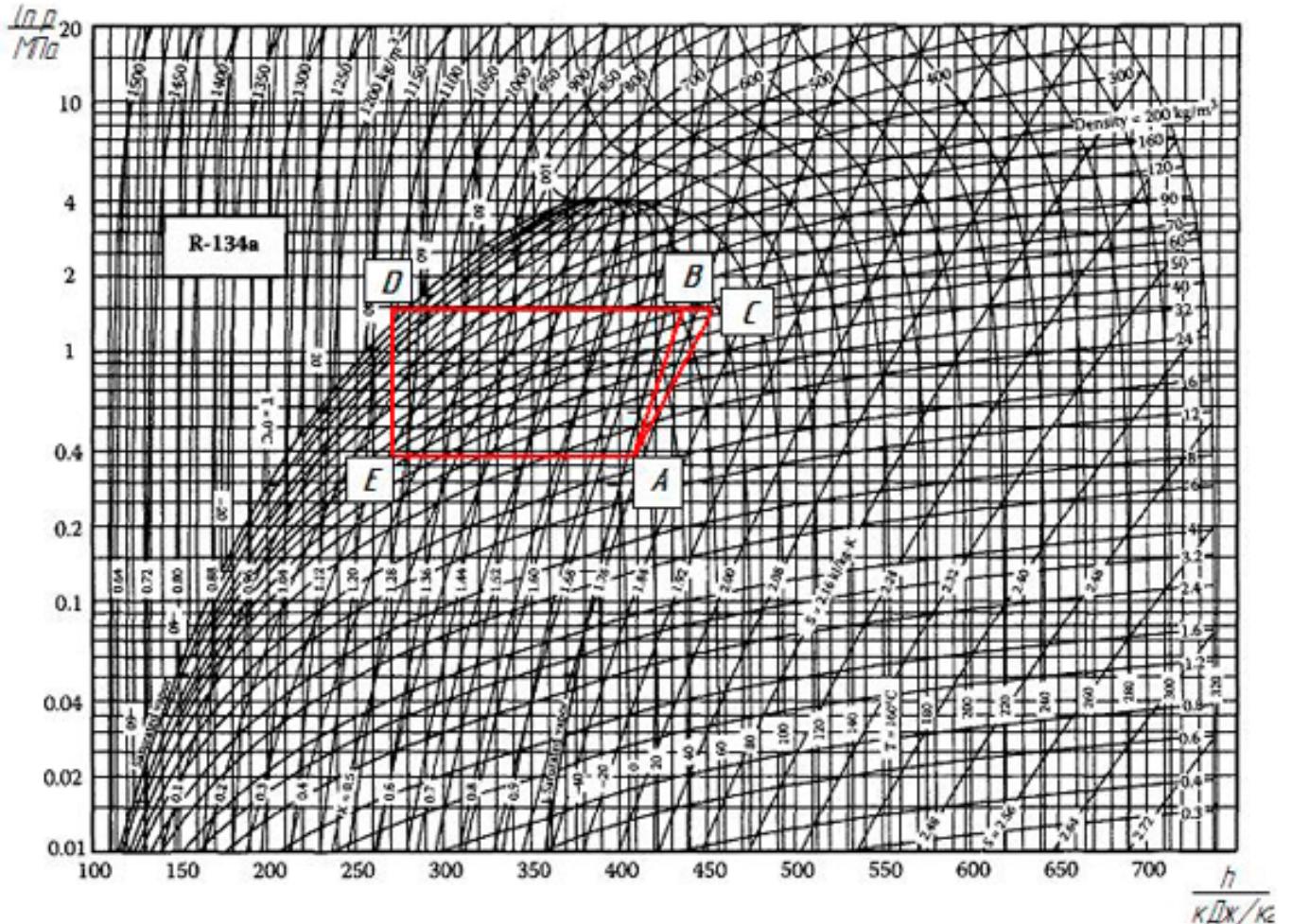


Рисунок 9 –Тепловой насос - парокомпрессионный цикл с использованием хладагента R-134a в диаграмме ln p-h

Энталпия в точке С составляет  $h_C = 452,8$  кДж/кг. Изменение энталпии в конденсаторе и соответствующую точку D находим по пересечению изобары конденсации с левой пограничной кривой, пренебрегая при этом падением давления при теплообмене. В точку Е придем путем дросселирования (при постоянной энталпии) жидкого хладагента к начальным параметрам. Таким образом, для реального цикла СОР ТН определяется по зависимости:  $\text{COP} = (h_C - h_D) / (h_C - h_A)$ ;  $\text{COP} = (452,8 - 270) / (452,8 - 410) = 4,27$ . Кроме того, следует помнить о

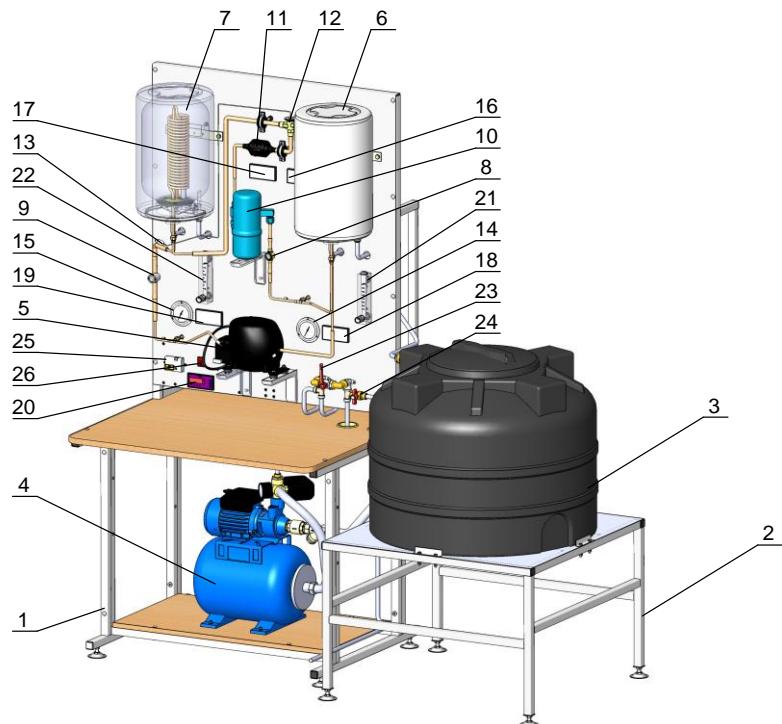
механическом КПД компрессора, который требует затраты дополнительной работы. Итак, полный коэффициент преобразования (трансформации) СОР ТН составляет:  $COP = 4,27 \cdot \eta_M = 4,27 \cdot 0,95 = 4,06$ .

### 1.3.3 Комплект типового лабораторного оборудования «ТН».

Общий вид комплекта типового лабораторного оборудования «ТН» представлен ниже на рисунке 10. В рассматриваемом комплекте лабораторного оборудования в качестве источника тепловой энергии с низкой температурой используется вода в теплообменнике-испарителе 7, а в качестве приемника тепла – вода в теплообменнике-конденсаторе 6. Регулируя проток, и, как следствие, температуру воды в теплообменниках, можно устанавливать различные режимы работы теплового насоса. Полностью перекрыв проток воды в теплообменнике-испарителе 7 и фиксируя изменение ее температуры за выбранный интервал времени, можно определить количество тепловой энергии  $Q_{конд}$  на выходе теплового насоса. Потребленную при этом ТН электрическую энергию  $L_{комп.}$  можно определить, интегрируя активную мощность, потребляемую компрессором из сети

В целях сохранности оборудования и обеспечения его долгого срока службы всегда выполняйте следующие правила:

- К работе на комплекте допускаются лица, ознакомленные с его устройством, принципом работы и мерами безопасности в соответствии с требованиями, приведенными в настоящем разделе.
- Осмотры, наладочные и ремонтные работы на комплекте, не требующие подачи напряжения, производить только после отключения комплекта от сети питания путем вынимания сетевых вилок из розеток.
- Запрещается вставлять вилки шнуров питания в розетки без защитных заземляющих контактов, а также в розетки с защитными заземляющими контактами, не присоединенными к защитному заземляющему проводнику.



1 – лабораторный стол, 2 – подставка бака для воды, 3 – бак для воды, 4 – насосная станция, 5 – компрессор, 6 – теплоизолированный теплообменник (приемник тепловой энергии, конденсатор контура хладагента), 7 – теплоизолированный теплообменник (источник тепловой энергии, испаритель контура хладагента), 8,9 – смотровые стекла, 10 – жидкостный ресивер, 11 – фильтр-осушитель, 12 – терморегулирующий вентиль, 13 – термобаллон терморегулирующего вентиля, 14 – манометр высокого давления, 15 – манометр низкого давления, 16 – индикатор температуры воды в теплообменнике - конденсаторе, 17 – индикатор температуры воды в теплообменнике – испарителе, 18 - индикатор температуры жидкого хладагента на выходе из конденсатора, 19 – индикатор температуры газообразного хладагента на выходе из испарителя, 20 – измеритель электрических параметров компрессора, 21, 22 – ротаметры (измерители-регуляторы расхода воды) конденсатора и испарителя соответственно, 23 – кран подачи воды, 24 – кран слива воды, 25 – дифференциальный автоматический выключатель, 26 – выключатель компрессора.

Рисунок 10 - Общий вид комплекта типового лабораторного оборудования  
«Тепловой насос»

- Никогда не включайте компрессор 5 (см. рисунок 1) установки, не убедившись, что теплообменники 6 и 7 заполнены водой.
- Никогда не включайте компрессор 5 установки при закрытом кране жидкостного ресивера 10.
- Всегда закрывайте кран жидкостного ресивера 10 при перерыве в работе установки более 24 часов.
- Не допускайте длительной работы установки при температуре конденсации более 60 °С (определяется по шкале манометра 14 высокого давления, соответствующей фреону марки R-134a).
- Не допускайте длительной работы лабораторной установки при температуре воды в теплообменнике-испарителе менее 5 °С (определяется по индикатору температуры 17).
- Не допускайте длительной работы лабораторной установки при температуре воды в теплообменнике-конденсаторе более 40 °С (определяется по индикатору температуры 16).

#### 1.3.4 Подготовка лабораторной установки к работе и первый запуск

Перед первым включением установки после ее сборки перекройте краны подачи 23 и слива 24 воды и заполните бак 3 чистой водой с температурой от 5 до 20 °С в количестве не менее 150 литров. Откройте кран 23 подачи воды, регуляторы ротаметров 21, 22. Включите насосную станцию 4 автоматическим выключателем «СЕТЬ» 25. При возникновении воздушной пробки осторожно ослабьте винт в верхней части насосной станции 4 для выпуска воздуха из корпуса насоса. Ротаметры 21, 22 должны наполниться водой, в баке 3 вода должна начать вытекать из обратной трубы в верхней его части. Откройте кран жидкостного ресивера 10.

Убедившись, что теплообменники 6,7 заполнены водой, регуляторами ротаметров 21, 22 перекройте ее подачу и включите компрессор 5 холодильной установки выключателем «ПИТАНИЕ КОМПРЕССОРА» 26. Дождитесь выхода установки на установленный режим работы (3...7 минут). Убедитесь, что в теплообменнике-конденсаторе 6 температура растет (индикатор «ТЕМПЕРАТУРА СРЕДЫ ПОТРЕБИТЕЛЯ

ТЕПЛА»), а в теплообменнике-испарителе 7 – падает (индикатор «ТЕМПЕРАТУРА СРЕДЫ ИСТОЧНИКА ТЕПЛА»), величины перегрева и переохлаждения лежат в пределах 3...10 К, в смотровом стекле 8 конденсатора отсутствуют пузыри и пена, в смотровом стекле 9 испарителя отсутствует жидкость, индикаторы смотровых стекол 8, 9 показывают цвет, соответствующий надписи «Dry» (сухо).

Не допускайте длительной работы лабораторной установки при температуре конденсации более 60 °С (определяется по шкале манометра 14 высокого давления, соответствующей фреону марки R-134a).

### 1.3.5 Слив воды из лабораторной установки

Для полного слива воды из лабораторной установки опустите сливной шланг в подходящую емкость или канализацию. Откройте кран 24 слива воды, перекройте кран 23 подачи воды и включите насосную станцию 4. Вода из бака 3 будет поступать в сливной шланг и далее в канализацию.

После опорожнения бака 3 перекройте кран 24 слива воды, отключите насосную станцию 4, откройте кран 23 подачи воды. Вода из теплообменников 6, 7 (около 20 л) самотеком сольется в бак 3.

Перекройте кран 23 подачи воды, откройте кран 24 слива воды, включите насосную станцию 4 и опорожните бак 3. При необходимости наклоните бак 3 в сторону отверстия забора воды.

### 1.3.6 Порядок выполнения работы (см. рисунок 11)

#### **Указания мер безопасности!**

- Убедитесь, что лабораторная установка отключена от сети электропитания (дифференциальный автомат «СЕТЬ» 25 отключен).
- Убедитесь в том, что краны 23 и 24 подачи и слива воды закрыты.
- Убедитесь, что в баке 3 имеется вода в количестве не менее 150 л при температуре не выше 20 °С. В противном случае залейте или замените воду.
- Подключите лабораторную установку к сети электропитания, включив дифференциальный автомат «СЕТЬ» 25. Насосная станция 4 может включиться и через непродолжительное время автоматически отключиться.

- Установите регуляторы расхода жидкости ротаметры 21, 22 в среднее положение.
- Откройте кран 23 подачи воды установки. Насосная станция 4 должна начать работу, ротаметры 21, 22 показывать расход воды. Из обратного патрубка в бак 3 должна начать поступать вода.
- Установите желаемый расход жидкости в теплообменниках 6, 7, например, 3 л/мин.
- Откройте кран жидкостного ресивера 10.
- Включите компрессор 5 холодильного агрегата выключателем 26 «ПИТАНИЕ КОМПРЕССОРА». Подождите около 7 минут для стабилизации процесса.
- Убедитесь, что в смотровом стекле 8 конденсатора нет пузырей и пены, в смотровом стекле 9 испарителя – капель жидкости.
- 

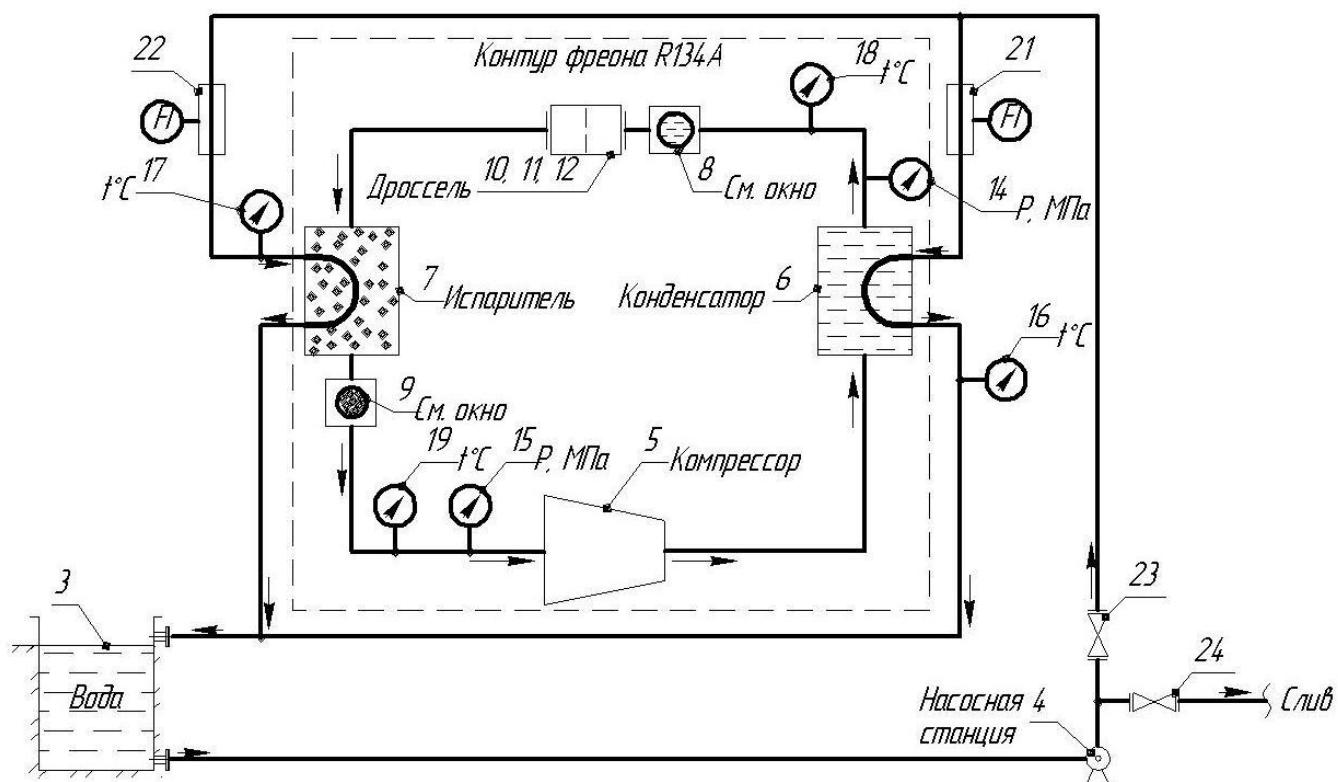


Рисунок 11 – Технологическая схема установки теплового насоса

### 1.3.7 Измерение температур среды источника и потребителя тепла

Температуру среды источника тепла (воды в испарителе 7) считывайте с указателя 17 «ТЕМПЕРАТУРА СРЕДЫ ИСТОЧНИКА ТЕПЛА».

Температуру среды потребителя тепла (воды в конденсаторе 6) считывайте с указателя 16 «ТЕМПЕРАТУРА СРЕДЫ ПОТРЕБИТЕЛЯ ТЕПЛА».

### 1.3.8 Определение величин перегрева и переохлаждения фреона R-134a

С индикаторов температуры 18 и 19 считайте соответственно температуру жидкого хладагента  $T_{ж}$  на выходе из конденсатора 6 и температуру паров хладагента  $T_{Г}$  на выходе из испарителя 7.

Считайте температуру конденсации  $T_{к}$  по шкале для фреона марки R-134a манометра 14 высокого давления (ДАВЛЕНИЕ В КОНДЕНСАТОРЕ И ТЕМПЕРАТУРА КОНДЕНСАЦИИ).

Считайте температуру парообразования  $T_{п}$  по шкале для фреона марки R134a манометра 15 низкого давления (ДАВЛЕНИЕ В ИСПАРИТЕЛЕ И ТЕМПЕРАТУРА ПАРООБРАЗОВАНИЯ).

Вычислите величину перегрева паров хладагента по формуле:

$$T_{пп} = T_{Г} - T_{п}. \quad (1)$$

Ее значение должно лежать в диапазоне 3 °C до 10 °C.

Вычислите величину переохлаждения жидкого хладагента по формуле

$$T_{пж} = T_{к} - T_{ж}. \quad (2)$$

Ее значение должно лежать в диапазоне от 3 °C до 10 °C.

### 1.3.9 Определение коэффициента преобразования теплового насоса СОР

Перекройте регулятор ротаметра 21 расхода воды теплообменника-конденсатора 6 (РЕГУЛИРОВКА ИНТЕНСИВНОСТИ ОТВОДА ТЕПЛА).

Измерьте потребляемую компрессором 5 мощность  $P_{нач}$  с помощью измерителя 20 электрических параметров компрессора 5 (см. рисунок 1).

Считайте начальную температуру воды  $T_{\text{нач}}$  в теплообменнике-конденсаторе 6 с индикатора 16 «ТЕМПЕРАТУРА СРЕДЫ-ПОТРЕБИТЕЛЯ ТЕПЛА».

Выждите время  $t$ , равное, например, 300 секунд (5 минут).

Измерьте потребляемую компрессором 5 мощность  $P_{\text{кон}}$  с помощью измерителя 20 электрических параметров компрессора 5 (См. рисунок 1).

Считайте конечную температуру воды  $T_{\text{кон}}$  в теплообменнике-конденсаторе 6 с индикатора 16 «ТЕМПЕРАТУРА СРЕДЫ-ПОТРЕБИТЕЛЯ ТЕПЛА».

Вычислите электрическую энергию, потребленную компрессором 5 (тепловым насосом), по формуле

$$L_{\text{комп}} = \frac{P_{\text{нач}} + P_{\text{кон}}}{2} \cdot t, \text{ Дж} . \quad (3)$$

Вычислите тепловую энергию, полученную на выходе теплового насоса (в конденсаторе 6), по формуле

$$Q_{\text{конд}} = c \cdot m \cdot \Delta t = 4200 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{град}} \cdot 10 \text{ кг} \cdot t_{\text{кон}} - t_{\text{нач}} \text{ град, [Дж].} \quad (4)$$

Вычислите коэффициент преобразования теплового насоса по формуле

$$\text{COP} = Q_{\text{конд}} / L_{\text{комп}}. \quad (5)$$

Если в работе установки возможен перерыв более 24 часов, перекройте кран жидкостного ресивера 10.

Определить COP ТН для полученных экспериментальных значений, в котором используется хладагент фреон R-134a в диаграмме ln p-h и сравнить с расчетными.

### 1.3.10 Вопросы для самопроверки

1. В чем состоит принцип действия теплового насоса?
2. Назовите назначение теплового насоса и температурный диапазон потребителя тепловой энергии?

3. В чем заключается роль фреона R-134a в принципе действия теплового насоса?
4. Какие термометры показывают температуру воды на входе и выходе из установки теплового насоса?
5. Величина перегрева или переохлаждения относится к воде или фреону R-134a в данной работе?
6. Как определить температуру процесса испарения и конденсации фреона R-134a в технологической схеме установки теплового насоса?
7. В чем заключается роль смотровых окон 8 и 9 в технологической схеме установки теплового насоса?
8. Укажите назначение компрессора, конденсатора, дросселя и испарителя в контуре фреона R134a принципиальной схемы теплового насоса?
9. Назовите процессы, происходящие с хладагентом в компрессоре, конденсаторе, дросселе и испарителе на диаграмме фреона R-134a на рисунке 8.
10. В чем заключается роль ресивера хладагента в принципе действия теплового насоса?
11. Как определить коэффициент преобразования теплового насоса COP?
12. Что является источником тепловой энергии при работе теплового насоса, назовите температурный диапазон источника тепловой энергии?
13. Возможно, ли отнести лабораторное оборудование «Тепловой насос» НВИЭ1-ТН-С-Р к типу геотермального парокомпрессионного теплового насоса для отопления частного дома, вида «вода – вода», где хладагентом является фреон R-134a?
14. Назовите достоинства и недостатки теплового насоса?
15. Какие основные ограничительные факторы распространения тепловых насосов в России?

## 1.4 Лабораторная работа № 4. Теплопроводность многослойной плоской стенки

Цель работы: освоение методики исследования теплопередачи многослойной плоской стенки

### 1.4.1 Процесс теплопередачи

Теплопередача - физический процесс передачи тепловой энергии от более горячего тела к менее горячему либо непосредственно (при контакте), либо через разделяющую (тела или среды) перегородку из какого-либо материала [3]. Когда физические тела одной системы находятся при разной температуре, то происходит *передача тепловой энергии*, или теплопередача от одного тела к другому до наступления термодинамического равновесия. Самопроизвольная передача тепла *всегда* происходит от более горячего тела к более холодному, что является следствием второго закона термодинамики. Вопросы передачи теплоты, или теплового обмена, являются основными вопросами отопительной техники. Необходимым условием теплообмена между телами или веществами является наличие разности температур. Чем больше эта разность, тем интенсивнее происходит теплообмен. Различают три вида передачи теплоты: теплопроводностью, или кондукцией; конвекцией, или переносом теплоты движущимися частицами вещества;лучеиспусканем, или радиацией. В большинстве случаев в различных тепловых процессах имеют место одновременно все три вида теплопередачи с преобладанием какого-либо из них.

### 1.4.2 Передача теплоты теплопроводностью

Передача осуществляется при непосредственном соприкосновении каких-либо двух тел или веществ. Теплопередача происходит внутри самого тела или вещества, которое проводит теплоту. В отопительной технике теплопередача теплопроводностью играет большую роль. Теплопроводность обусловлена различием температур отдельных частей тела, поэтому можно считать, что распространение теплоты неразрывно связано с распределением температуры. Температурное поле, изменяющееся с течением времени, называют неустановившимся, или нестационарным. Если же температурное поле не меняется,

его называют установившимся, или стационарным. Для характеристики процесса распространения теплоты вводят понятие о тепловом потоке. Тепловой поток  $Q$  - это количество теплоты  $W$ , Дж, проходящей за время  $t$ , с, через данную поверхность в направлении нормали к ней:

$$Q = \frac{W}{t}, \quad (1)$$

где  $Q$  - Тепловой поток; Вт.

Если количество переданной теплоты  $W$  отнести к площади поверхности  $F$  и времени  $t$ , то получим величину плотность теплового потока  $q$ :

$$q = \frac{W}{F}, \quad (2)$$

где  $q$  - удельный тепловой поток; Вт/м<sup>2</sup>.

Рассмотрим стационарный процесс распространения теплоты через однородную плоскую однослоиную стенку (рисунок 12, а).

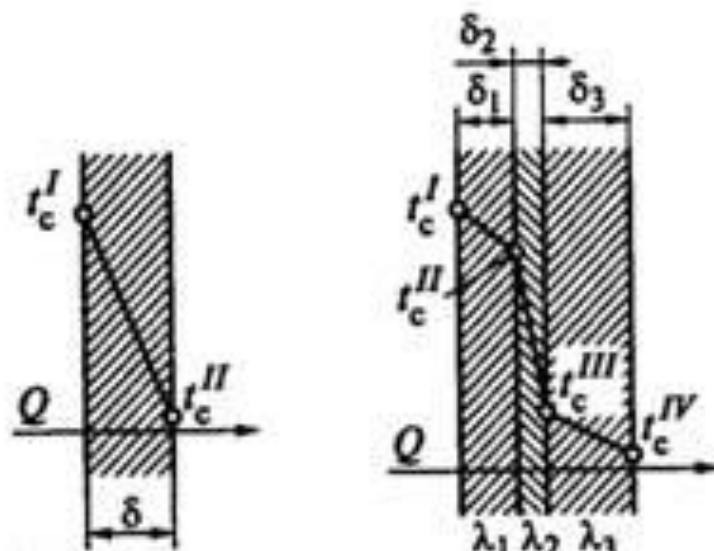


Рисунок 12 - Передача теплоты через плоскую стенку: а - однослоиную;

б – многослойную

Из закона распространения теплоты путем теплопроводности (закона Фурье) следует:

$$W = \lambda \frac{t_c^I - t_c^{II}}{\delta} F \tau, \quad (3)$$

где  $W$  - количество переданной теплоты, Дж;

$\lambda$  - коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом теплопроводности, Вт/(м·К);

$t_c^I$  - температура одной поверхности стенки, К;

$t_c^{II}$  - температура другой поверхности стенки, К;

$\delta$  - толщина стенки, м;

$F$  - площадь поверхности стенки, м<sup>2</sup>;

$\tau$  - время, с.

Отсюда:

$$\lambda = \frac{W\delta}{(t_c^I - t_c^{II})F\tau}. \quad (4)$$

Коэффициент теплопроводности  $\lambda$  численно равен количеству теплоты, которое проходит в единицу времени (1с) в теле через единицу поверхности (1 м<sup>2</sup>) при падении температуры на 1 К на 1 м пути теплового потока.

Если обе части уравнения (3) разделить на  $F \cdot \tau$ , то получим:

$$q = \lambda \frac{t_c^I - t_c^{II}}{\delta}, \quad (5)$$

Или

$$q = \frac{\frac{t_c^I - t_c^{II}}{\delta}}{\frac{1}{\lambda}}, \quad (6)$$

где  $\delta/\lambda$  - термическое сопротивление теплопроводности.

Таким образом, плотность теплового потока  $q$  прямо пропорциональна разности температур на поверхностях стенки и обратно пропорциональна термическому сопротивлению теплопроводности.

Коэффициент теплопроводности  $\lambda$  у различных материалов неодинаков и зависит от их свойств, а у газообразных и жидких веществ - от плотности, влажности, давления и температуры этих веществ. При технических расчетах значения  $\lambda$  выбирают по соответствующим справочным таблицам.

Рассмотрим теперь процесс передачи теплоты через многослойную стенку.

На рисунке 12, б изображена плоская стенка, состоящая из трех слоев, указаны промежуточные температуры на границах этих слоев, а также толщина слоев и значения коэффициентов теплопроводности для каждого слоя. При стационарном режиме тепловой поток, проходящий через каждый отдельный слой, будет один и тот же. Тогда для каждого слоя в соответствии с формулой (6) можно записать:

$$q = \frac{\frac{t_c^I - t_c^{II}}{\delta_1}}{\frac{1}{\lambda_1}}, \quad q = \frac{\frac{t_c^{II} - t_c^{III}}{\delta_2}}{\frac{1}{\lambda_2}}, \quad q = \frac{\frac{t_c^{III} - t_c^{IV}}{\delta_3}}{\frac{1}{\lambda_3}},$$

Отсюда

$$t_c^I - t_c^{II} = q \frac{\delta_1}{\lambda_1}, \quad t_c^{II} - t_c^{III} = q \frac{\delta_2}{\lambda_2}, \quad t_c^{III} - t_c^{IV} = q \frac{\delta_3}{\lambda_3},$$

Сложив правые и левые части этих уравнений, получим:

$$t_c^I - t_c^{IV} = q \left( \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} \right).$$

Следовательно, плотность теплового потока многослойной стенки:

$$q = \frac{t_c^I - t_c^{IV}}{\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3}}. \quad (7)$$

Из записанных уравнений для трех разностей температур можно получить формулы для вычисления промежуточных температур. Например:

$$t_c^{II} = t_c^I - q \frac{\delta_1}{\lambda_1}, \quad t_c^{III} = t_c^{II} - q \frac{\delta_2}{\lambda_2}.$$

#### 1.4.3 Передача теплоты конвекцией

Конвекция - это перенос теплоты движущейся массой жидкости или газа из области с одной температурой в область с другой температурой. Конвекция всегда сопровождается теплопроводностью, этот процесс называют конвективным теплообменом. Теплоотдача конвекцией зависит от большого числа различных факторов:

- характера конвекции - конвекции свободной, происходящей под действием внутренних сил, возникающих вследствие разности плотностей нагретых и холодных частиц, или вынужденной, происходящей под действием внешних сил - ветра, насоса, вентилятора;

- режима течения жидкости - течения при малых скоростях параллельно-струйчатого характера без перемешивания (ламинарный режим) или течения при больших скоростях (течение неупорядоченное, вихревое), когда в теплоносителе наблюдаются вихри, перемещающие жидкость не только в направлении движения, но и в поперечном направлении (турбулентный режим);

- скорости движения теплоносителя;
- направления теплового потока (нагревание или охлаждение);

- физических свойств теплоносителя - коэффициента теплопроводности, теплоемкости, плотности, вязкости, температурного напора, зависящего от разности температур теплоносителя и поверхности стенок;
- площади поверхности стенки  $F$ , омываемой теплоносителем;
- формы стенки, ее размеров и других факторов. Расчет процесса конвективного теплообмена производят на основе закона Ньютона, который выражается формулой:

$$W = \alpha F (t - t_c^I) \tau, \quad (8)$$

где  $W$  - количество переданной теплоты, Дж;

$\alpha$  - коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$F$  - площадь поверхности теплообмена, м<sup>2</sup>;

$t$  и  $t_c^I$  - температуры соответственно жидкости и стенки, К;

$\tau$  - время, с.

Коэффициент теплоотдачи  $\alpha$  показывает, какое количество теплоты передается от жидкости (греющего тела) к стенке или наоборот в единицу времени через единицу поверхности при разности температур между поверхностью стенки и жидкостью в 1 К.

Разделив обе части уравнения (8) на  $F \cdot \tau$ , получим выражение для плотности теплового потока при теплоотдаче:

$$q = \alpha (t - t_c^I). \quad (9)$$

Или

$$q = \frac{(t - t_c^I)}{\frac{1}{\alpha}}, \quad (10)$$

где  $1/\alpha$  - термическое сопротивление теплоотдачи.

Коэффициент теплоотдачи  $\alpha$  определяют опытным или аналитическим методом. Аналитический метод весьма сложен и не обеспечивает нужной точности.

#### 1.4.4 Сложный теплообмен

Рассмотренные выше явления передачи теплоты протекают обычно одновременно. Например, когда тело (поверхность нагрева) омывается газом, то наряду с конвективным теплообменом имеется теплообмен излучением (радиацией). В системах отопления, вентиляции и кондиционирования наиболее часто встречающийся случай теплообмена - это передача теплоты от греющей жидкости, нагреваемой среде (воздух, жидкость) через разделительную стенку (рисунок 12, б). В этом случае вначале происходит теплоотдача от греющей жидкости со средней температурой  $t_1$  стенке с температурой  $t_c^1$ . Далее теплота передается в результате теплопроводности стенки ее противоположной поверхности с температурой  $t_c^{11}$  и, наконец, эта поверхность стенки отдает теплоту нагреваемой среде со средней температурой  $t_2$ . Тогда плотность теплового потока для однослоиной стенки с учетом формул (6) и (10) будет

$$q = \frac{t_1 - t_2}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (11)$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент теплоотдачи от греющей жидкости левой (см. рисунок 7, а) поверхности стенки;

$\delta$  - толщина стенки;

$\lambda$  - коэффициент теплопроводности разделительной стенки;

$\alpha_2$  - коэффициент теплоотдачи от правой поверхности стенки, нагреваемой среде.

Если дробь:

$$\frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}},$$

обозначить буквой  $k$ , то формула для подсчета количества теплоты, передаваемой через площадь  $F$  за время  $\tau$ , примет следующий вид:

$$W = q F \tau = k (t_1 - t_2) F \tau. \quad (12)$$

Величину  $k$  называют коэффициентом теплопередачи [измеряется в  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ], а обратную ему величину - полным термическим сопротивлением теплопередачи

$$R_0 = \frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2},$$

Если разделительная стенка состоит из нескольких слоев, например из трех (рисунок 7, б), то плотность теплового потока с учетом формул (7) и (10) будет

$$q = \frac{t_1 - t_2}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (13)$$

В многочисленных теплообменных устройствах, применяемых в любой области промышленности, в том числе в системах отопления, вентиляции и кондиционирования, основным рабочим процессом является теплообмен между теплоносителями. Такой теплообмен называют теплопередачей.

#### 1.4.5 Порядок выполнения работы

Вычислить температуры на поверхностях стенки и тепловой поток через  $1 \text{ м}^2$  чистой поверхности парогенератора, если заданы следующие величины: температура газов  $t_g$ , температура кипящей воды  $t_b$ , коэффициенты теплоотдачи от газов к стенке  $\alpha_1$ , от стенки к кипящей воде  $\alpha_2$ , коэффициент теплопроводности материала стенки  $\lambda = 50 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$  и толщина стенки  $\delta = 10 \text{ мм}$ .

Решить задачу при условии, что в процессе эксплуатации поверхность нагрева парового котла со стороны дымовых газов покрылась слоем сажи толщиной  $\delta_c$  и со стороны воды слоем накипи толщиной  $\delta_h$  (соответственно, коэффициент теплопроводности сажи  $\lambda_c = 0,08 \text{ Вт}/\text{м}\cdot\text{К}$  и накипи  $\lambda_h = 0,6 \text{ Вт}/\text{м}\cdot\text{К}$ ). Сравнить результаты расчетов для обоих случаев и определить уменьшение тепловой нагрузки в процентах. Построить график распределения температур. Данные для решения принять по таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные

Последняя цифра шифра	$t_r$	$t_b$	$\alpha_1$	$\alpha_2$	Предпоследняя цифра шифра	$\delta_c$	$\delta_h$
	$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	$\text{Вт}/\text{м}^2\cdot\text{К}$	$\text{Вт}/\text{м}^2\cdot\text{К}$		$\text{мм}$	$\text{мм}$
0	900	180	85	4000	0	1,2	0,5
1	950	190	90	4200	1	0,8	0,8
2	1000	200	95	4300	2	1,0	1,6
3	1100	220	100	4400	3	1,5	1,8
4	1200	250	120	4500	4	1,8	1,0
5	1250	280	130	4600	5	1,6	2,0
6	1300	300	140	4700	6	2,4	1,5
7	1350	320	150	4800	7	2,2	1,2
8	1400	350	160	4900	8	2,0	1,1
9	1450	400	170	5000	9	2,6	0,9

#### 1.4.6 Вопросы для самопроверки

- Процесс теплопередачи, его виды и физическая сущность.
- Передача теплоты теплопроводностью через плоскую однослоиную стенку и многослойную.
- Передача теплоты конвекцией и теплопроводностью.

4. Сложный теплообмен от одного теплоносителя к другому.
5. Частные случаи естественной и вынужденной конвекции и принципы определения коэффициента теплоотдачи.
6. Физические процессы теплообмена при изменении агрегатного состояния вещества (кипении и конденсации).
7. Сравните теплопроводность сажи и накипи.

## **2      Практические занятия**

Практические занятия выполняются в соответствии с организационно-

методическими данными дисциплины, представленными в рабочей программе и имеют трудоемкость во 4 семестре 16 часов. После проработки и повторения лекционного материала учебников и учебных пособий по тематическому плану рабочей программы, студент может приступить к выполнению практических занятий

## **2.1 Практическое занятие № 1. Энергоресурсы и их использование**

Цель работы: Проанализировать величины потребления энергоресурсов на бытовом уровне.

### **2.1.1 Вопросы для подготовки**

1. Основные возобновляемые и невозобновляемые энергетические ресурсы. Первичная и вторичная энергия.
2. Невозобновляемые энергетические ресурсы. Ориентировочные мировые запасы основных органических горючих.
3. Элементарный состав твердого топлива и виды топлива. Рабочая и горючая масса топлива. Зольность и влажность топлива.
4. Примерный состав и теплотехнические характеристики горючей массы твердого топлива: дрова, торф, бурый уголь, каменный уголь, антрацит.
5. Характеристика жидких топлив, получаемых из нефти: бензин, керосин, солярное, мазут.
6. Газообразные топлива. Состав и теплота сгорания горючих газов. Условное топливо.

### **2.1.2 Актуальность сбережения энергоресурсов**

Еще 150 лет тому назад основным источником энергии были дрова (85 %); уголь составлял только 15 % в мировом энергопотреблении. Доля угля в энергетике мира стремительными темпами возрастила до начала XX века, пока не наступил период нового энергоносителя - нефти. В конце первого 50-летнего периода (1851 -

1900 гг.) наблюдается увеличение населения планеты примерно в 1,2 раза, а общего потребления энергии - примерно в 3,6 раза, т. е. потребление на душу населения утраивается. За второй период (1901— 1950 гг.) население планеты по сравнению с первым периодом увеличилось примерно в 1,42 раза, а общее потребление энергии - примерно в 2 раза. За третий период (1951— 2014 гг.) количество жителей планеты должно увеличиться по сравнению со вторым периодом только в 1,3 раза, а общее потребление энергии при этом почти в 3,3 раза. Потребление энергии на душу населения за второй и третий периоды увеличивалось по сравнению с каждым предыдущим периодом примерно в 1,5 раза. В настоящее время общее годовое потребление энергии в мире находится на уровне 14 млрд. т в пересчете на условное топливо. Из всех первичных энергоресурсов в настоящее время используются, в основном, энергоресурсы органического происхождения - уголь, нефть, природный газ. Их доля в мировом потреблении энергии на 2013 г. составляет порядка 82 %; остальные энергоресурсы (18 %): Действительно, актуальным является предупреждение К.Э. Циолковского о том, что «...только наше невежество заставляет нас пользоваться ископаемым топливом». К.А. Тимирязев говорил, что «...каждый луч Солнца, не уловленный, а бесплодно отразившийся обратно в мировое пространство, - кусок хлеба, вырванный изо рта отдаленного потомка». Эти слова великих ученых стали еще более важными в наше время, когда нужно подумать о сохранении для следующих поколений не только окружающей среды, но и сырьевой базы химической, медицинской, биохимических отраслей.

Так, в настоящее время одним из важнейших факторов, определяющих уровень экономического развития общества, является годовое количество потребляемой энергии на душу населения. Согласно статистике в 2015 году лидерами по этому показателю являются Исландия – 628 тыс. кВт·ч, Норвегия – 278 тыс. кВт·ч, Швеция - 168 тыс. кВт·ч, в то время как в России – 78 тыс. кВт·ч. С одной стороны, очевидно, с ростом этого показателя качество жизни населения повышается, однако с другой стороны, уровень жизни также зависит от эффективности использования энергии. Здесь Россия занимает восемнадцатое место среди других стран. Поскольку в нашей стране принято платить за использованную

электроэнергию каждый месяц, то приведённый выше показатель - годовое количество потребляемой энергии на душу населения в России - 78 тыс. кВт·ч разделим на двенадцать и получим 6533 кВт·ч. Этот показатель включает в себя суммарный расход электроэнергии в промышленности и быту на одного жителя России.

### 2.1.3 Энергосбережение ресурсов в быту

В целях анализа расхода электроэнергии в быту заполните таблицу 5

Таблица 5 – Анкета по энергосбережению в быту

№	Утверждение	Да	Нет
1	Вы записываете Ваше энергопотребление?		
2	Вы выключаете свет в комнате, когда уходите из нее?		
3	Стиральная машина полностью заполнена, когда Вы ее включаете?		
4	Ваш холодильник стоит в прохладной комнате?		
5	Вы не ставите мебель перед обогревателями?		
6	Вы начали использовать энергосберегающие лампочки?		
7	Вы используете местное освещение (настольную лампу, бра, торшер)?		
8	Вы проветриваете комнату быстро и эффективно, всего несколько минут за один раз?		
9	Вы имеете пластиковые окна?		
10	Вы зашториваете окна на ночь?		
11	Вы кладете крышку на кастрюлю, когда варите обед?		
12	Вы часто размораживаете холодильник?		
13	Вы моетесь под душем, а не принимаете ванну?		
14	Вы пользуетесь общественным транспортом, когда добираетесь до учебы?		
15	Вы снижаете температуру в помещении, когда выходите?		

Сложите все ответы ДА. Если у Вас получилось:

От 1 до 4 ответов ДА, то Вам еще многому надо научиться, так что начните прямо сейчас.

От 5 до 8 ответов ДА, то у Вас много хороших привычек, которые могут служить основой для дальнейшей работы над собой.

От 9 до 12 ответов ДА, то Вы являетесь хорошим примером для остальных.

От 13 до 15 ответов ДА, то кто-то из Вашей семьи должен стать министром по энергосбережению.

Используя паспорт бытовых приборов, заполните таблицу 6:

Таблица 6 – Характеристика бытовых электроприемников квартиры

№	Наименование	Кол-во, шт.	Суммарная мощность, кВт	Время работы за сутки, ч.	Электроэнергия, израсходованная за сутки, кВт·ч
1	Электрическая лампа				
2	Холодильник				
3	Стиральная машина				
4	Электрический чайник				
5	Компьютер				
	...				
Итого:					

Электроэнергия, израсходованная за сутки, рассчитывается как суммарная мощность, умноженная на время работы прибора.

Используя данные таблицы 7, рассчитайте сколько угля, нефти, газа нужно сжечь для получения израсходованной Вашей семьей электрической энергии и сколько углекислого газа выделится при этом?

При определении массы израсходованного топлива и объема выделившегося при этом углекислого газа используйте следующие выражения:

Для нефти и угля:

Масса топлива равна энергии, поделенной на удельную теплоту сгорания. Объем углекислого газа равен массе топлива, умноженному на удельное количество углекислого газа.

Для природного газа:

Объем топлива равен энергии, разделенной на удельную теплоту сгорания.

Объем углекислого газа равен объему топлива, умноженному на удельное количество углекислого газа.

Таблица 7 – Характеристика топлива

№	Наименование	Удельная теплота сгорания, кВт·ч/кг; кВт·ч/м <sup>3</sup> (для газа)	Удельное кол-во CO <sub>2</sub> , м <sup>3</sup> /кг; м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
1	Уголь	8,1	1,7
2	Нефть	12,8	1,5
3	Природный газ	11,4	1,2

#### 2.1.4 Вопросы для самопроверки

1. Какова разница в результатах расчета электропотребления и фактически оплачиваемой Вашей семьей величины? Чем Вы ее объясняете?
2. Предложите конкретные мероприятия по энергосбережению в быту?
3. Опишите, что конкретно Вы делаете для экономии энергии в быту.
4. Назовите цифру - количество потребляемой энергии в год и месяц на душу населения в России.
5. Приведите примеры, ярко характеризующие, на что расходуется 1 кВт·ч электроэнергии в промышленности.

## 2.2 Практическое занятие № 2. (Семинар) Становление и развитие электрификации России

Цель работы: Проанализировать истоки, становление и развитие электрификации России

### 2.2.1 Вопросы для подготовки

1. Электрификация России 20 - 30 годы.
2. Электрификация России 30 - 40 годы.
3. Электрификация России 40 - 50 годы.
4. Электрификация России 50 - 90 годы.

### 2.2.2 Истоки электрификации России

Рассматриваемый период истории электротехники XIX века образно развернём центробежным («солярным») образом при помощи когнитивной карты (См. рисунок 13). Поскольку исследованиями О.Н. Веселовского и Я.А. Шнейберга [4] хронологически выделено четыре этапа истории развития электротехники XIX века, то четыре координаты когнитивной карты представляют их графически, как измерение времени XIX века. Вместе с тем, это кластер узлов, где указаны имена выдающихся ученых, основоположников теории электричества данного периода, объединённых в группу, благодаря чему когнитивная карта становится многомерной. Затем в межкоординатные секторы размещаем с помощью мультиковового представления информации элементы тех открытий, которые определили наиболее явно научно-технический прогресс XIX века, привели к масштабным социальным изменениям и во многом предопределили современное развитие, как передовых стран, так и практически всего населения земного шара. Остановимся ниже на этих открытиях.

В первую четверть межосевого пространства мы помещаем изображение силы взаимодействия двух положительных зарядов, установленную в 1785 г. Ш. Кулоном и символизирующую становление электростатики (до 1800 г.). Здесь же отметим, выделенную И.А. Глебовым [7], одну из характерных закономерностей развития техники - историческую обусловленность важнейших открытий и изобретений. Так, в течение многих столетий, вплоть до последней четверти XVIII века, ученым были известны только явления статического электричества, однако промышленный переворот XVIII века, дал мощный толчок развитию различных отраслей науки, в том числе науке об электричестве. В связи с этим вполне закономерным шагом на

пути изучения электрических явлений был переход от качественных наблюдений электрических и магнитных явлений, к установлению количественных связей и закономерностей первых научных теорий: магнитных явлений У. Гильберта (1600 г.); электричества, как «нематериальной жидкости» Б. Франклина (1747 г.); «эфирной» М.В. Ломоносова (1752 г.). Именно эти теории послужили первыми «кирпичиками» для закладки фундамента электротехники, ее научных основ.

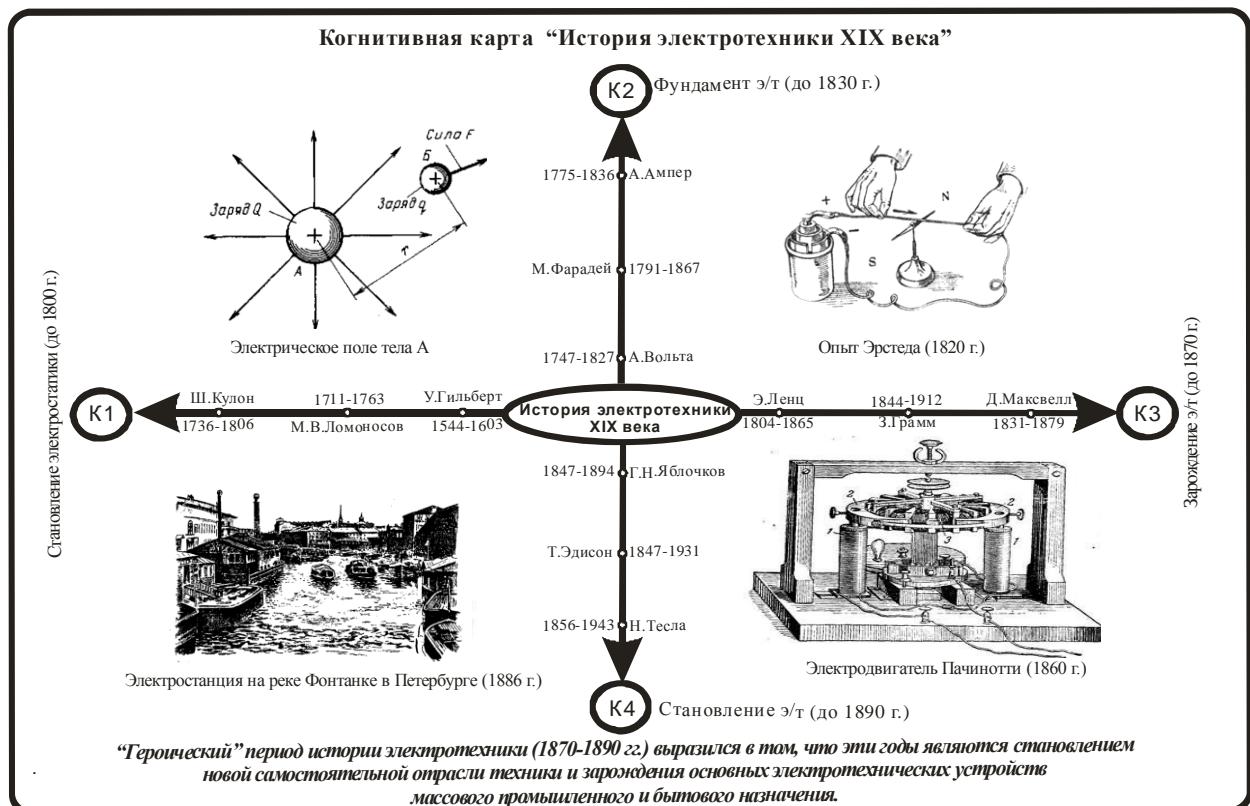


Рисунок. 13 - Когнитивная карта «История электротехники XIX века»

Во вторую четверть межосевого пространства мы помещаем продемонстрированный в 1820 г. опыт Г.Х. Эрстеда по наблюдению действия тока на магнитную стрелку, возбудивший большой интерес среди ученых разных стран, получивший в их трудах дальнейшие углубление и установление связей между электрическими и магнитными явлениями. Начало этого периода ознаменовано созданием «вольтова столба» - первого электрохимического генератора (1789 г.), и как следствие, возникновение замкнутой цепи постоянного электрического тока, далее исследований закономерностей его тепловых, химических и магнитных

свойств. Важнейшими достижениями здесь было открытие закона Ампера (1826 г.) и Био-Савара-Лапласа (1820 г.); теоретические исследования электрических цепей Г. Омом (1827 г.). Таким образом, в этот период (1800-1830 гг.), в изучении электрических явлений были достигнуты определенные успехи, ими начинают все более интересоваться не только физики, но и естествоиспытатели, пытавшиеся (и не безуспешно) применять электричество для практических целей.

В третью четверть межосевого пространства мы помещаем модель электродвигателя постоянного тока студента (впоследствии профессора) Пизанского университета Антонио Пачинотти (1841—1912 гг.), впервые в 1860 г. предложившего конструкцию кольцевого якоря. Поскольку единственным надежным и изученным источником электроэнергии был до середины XIX века только гальванический элемент, то естественно, первыми стали развиваться электрические машины постоянного тока. Прежде всего, самым знаменательным событием этого периода явилось открытие М. Фарадеем явления электромагнитной индукции (1831 г.) и независимо от воли изобретателя возникла объективная потребность в продукте его творчества. В эти годы разрабатываются разнообразные конструкции электрических машин и приборов, формулируются законы Ленца и Кирхгофа, создаются первые источники электрического освещения, первые электроавтоматические приборы, зарождается электроизмерительная техника. Так вышеназванными исследователями О.Н. Веселовским и Я.А. Шнейбергом [4] было выделено четыре этапа развития только модели генератора постоянного тока: братьев Пиксии (1832 г.); Б. С. Якоби (1842 г.); «Альянс» (1849 г.); Г. Уайльда (1863 г.); Грамма (1870 г.). Таким образом, «пионерский» период истории электротехники (1830 – 1870 гг.) выразился в том, что с открытием явления электромагнитной индукции, началась длительная эволюция конфигурации магнитной системы электрических машин, пока не были выяснены основные соотношения между геометрическими размерами, магнитодвижущими силами и индукциями.

Вместе с тем, электротехнические устройства не выходили за пределы лабораторий, пока не было достаточно мощного и экономичного источника электрической энергии и массового потребителя. Как было сказано выше, к 1870

году такой источник был создан. Следующие за этой датой 20 лет прошли как годы зарождения основных электротехнических устройств массового промышленного и бытового назначения, как годы становления новой отрасли техники. Это был «героический» период истории электротехники.

В четвертую четверть межосевого пространства как символ практического становления электротехники, мы помещаем вид электростанции постоянного тока на реке Фонтанке в Петербурге (1886 г), которая снабжала электроэнергией постоянного тока район Невского проспекта. Здесь в качестве примера разрешения противоречий в развитии техники приведем 90-е годы XIX века, ознаменовавшиеся непримиримой борьбой двух компаний. С одной стороны это была General Electric, отстаивающая интересы Эдисона, являющегося приверженцем использования постоянного тока. Ему оппонировала компания Westinghouse Electric, создававшая свою продукцию на основе многочисленных патентов Николы Теслы в области переменного тока. Этот период вошел в историю промышленности, как "Период трансформаторных битв". Однако развивающееся производство требовало комплексного решения сложнейшей научно-технической проблемы: экономичной передачи электроэнергии на дальние расстояния и создания экономичного и надежного электрического двигателя, удовлетворяющего требованиям промышленного электропривода. Эта проблема была успешно решена на основе многофазных, в частности трехфазных систем переменного тока. Идея П. Н. Яблочкива о централизованном производстве и распределении электроэнергии претворялась в жизнь, начиналось строительство центральных электростанций переменного тока.

При этом, логика сопоставления дат, имён и тем открытий великих исследователей электротехники XIX века, отмеченных выше на когнитивной карте с мультикововым представлением информации и биографических данных, приводят нас к тому, что уровень техники определяется степенью познаний законов природы, и поэтому техника безразлична к национальности: современный трансформатор или электрический двигатель, созданные на российском или американском заводе; в принципе не отличаются от друга. Что же касается направления, темпов развития

техники, то на нее более заметное влияние оказывают общественно-экономические структуры.

### 2.2.3 План ГОЭЛРО

ГОЭЛРО – это Государственная комиссия по электрификации России, созданная 21 февраля 1920 года для разработки проекта электрификации России после Октябрьской революции 1917 года. С другой стороны, это Государственный план электрификации России, продукт комиссии ГОЭЛРО, ставший первым перспективным документом развития экономики, принятым и реализованным в России после революции.

Рассматриваемый план ГОЭЛРО образно развернём центробежным («солярным») образом при помощи когнитивной карты (см. рисунок 14). Поскольку в исследовании В.Л. Гвоздецкого [5] выделено четыре этапа подготовки рассматриваемого плана, то четыре координаты когнитивной карты представляют его графически: предыстория (К1); содержание (К2); реализация (К3) и значение (К4). Вместе с тем каждая координата, это кластер узлов, включающих основные элементы этапа разработки и реализации плана, объединённых в группу, благодаря чему когнитивная карта становится многомерной. Затем в межкоординатные секторы размещаем с помощью мультиковового представления информации плакаты первых лет советской власти: А.Н. Самохвалова «Советы и электрификация есть основа нового мира»; А.Н. Кокорекина «Родине новые миллионы киловатт!»; М.М. Писаревского «План электрификации страны выполним досрочно!» и В.Д. Каленского «Электрификация – светоч коммунизма!». К этому времени относится возникновение и расцвет революционного авангарда в изобразительном искусстве.

## Когнитивная карта “План ГОЭЛРО”

### Содержание



Забыть о насущном дне ради грядущего - таков был пафос системы, родившей этот план ГОЭЛРО и обеспечившей его выполнение!

Рисунок 14 - Когнитивная карта «План ГОЭЛРО»

Здесь, за суетой НЭПа, за нищетой одних и богатством других, интуитивно скрывался абсолютно иной мир: мир мечты, мир будущего, мир справедливости, мир знания, созданный многими поколениями русских революционеров и затем переданный рабочим, которые, в свою очередь, смогли сделать его осязаемым для миллионов жителей России. Именно эта ориентация на будущее и была спасением страны. Ясно, если ее семена заложены в душу людей, то никакая разруха им не страшна. Поэтому советские агитационные плакаты – это призыв к трудовым подвигам, к восстановлению хозяйства страны после разрушительной, кровавой войны и дальнейшему построению социалистического общества. Они сочетали в себе оптимистический настрой на трудовые свершения, преодоление трудностей для построения светлого будущего. В плакатах фигурируют идеальные герои, призывающие к определенным действиям во благо общества и государства, присутствуют символы, отражающие время, а на дальнем плане каждого из них представлена картина новой жизни, строительство нового быта.

Далее остановимся на этапах создания и реализации плана ГОЭЛРО, на обозначенных выше координатах когнитивной карты.

*Предыстория плана (К1):* идея разработки плана ГОЭЛРО, его концепция, программа и конкретные характеристики восходят к уровню и обстоятельствам развития энергетики России на рубеже XIX-XX веков. За точку начала в России эры электричества (первый опорный узел К1) обозначим 1879 год [21], когда в Петербурге был освещён электрическим светом Литейный мост. В следующем году начались работы по освещению улиц Москвы и Петербурга, однако их объём можно считать крайне незначительным – пара сотен ламп на две столицы. На этом этапе электрификации все потребители электроэнергии использовали постоянный ток и существовали определённые проблемы с передачей электроэнергии на значительные расстояния. Следующей важной вехой на пути внедрения новинки в повседневный быт стало создание в Санкт-Петербурге промышленно-коммерческого "Общества электрического освещения 1886 г." [11], основанное группой коммерческих предприятий и банков (второй опорный узел К1). По классическим законам рынка, Россия, с ее дешевой рабочей силой и отсутствующей электропотребляющей

инфраструктурой, предоставляла благодатные возможности для получения хороших прибылей, прежде всего, в сфере электрических услуг - электроосвещении. Здесь требовались сравнительно небольшие капиталовложения. Постепенно электрическое дело переходило к более затратным услугам: электроснабжение телефонной и телеграфной связи, электромедицинских приборов, пожарной и железнодорожной сигнализации, затем городской транспортной электротяги - трамвая. Все эти естественные этапы дооктябрьская Россия успешно прошла.

Отметим при этом важный историко-технологический факт. Отечественная электротехническая школа на тот момент считалась одной из лучших в мире. Деятельность её координировалась VI (электротехническим) отделом Русского технического общества, а также всероссийскими электротехническими съездами, которых с 1900 по 1913 год состоялось целых семь. На этих съездах рассматривались как технические, так и сугубо стратегические проблемы. При таких условиях, несмотря на то, что начало развития капитализма в России задержалось на десятилетия, отставание в коммерческом использовании мировых достижений науки и техники того времени российским рыночным капиталом было минимальным, по производству электроэнергии в 1913 году Россия занимала восьмое место в мире (третий опорный узел К1). Таким образом, уровень развития энергетики России на рубеже XIX-XX веков, показывает, что в стране существовали реальные условия преемственности ее развития в экономическом и научном смысле.

Как известно, история не терпит сослагательного наклонения, а потому говорить, что было бы, если вместо плана ГОЭЛРО страна получила возможность развиваться нормально – без войн и революций – бессмысленно. В связи с этим, экономическая цель плана ГОЭЛРО заключалась в восстановлении и развитии разрушенной в годы Гражданской войны экономики Советской России, поскольку выработка электричества в стране в 1920 г. составляла всего лишь 26% от уровня 1913 г. На всю Россию прозвучали ленинские слова: «Коммунизм - это есть Советская власть плюс электрификация всей страны». Только электрификация делала возможным оснащение промышленности современной техникой. Вместе с тем, В.И. Ленин видел в электрификации не только экономическую, социальную, но

и сугубо политическую задачу, а именно надеялся завоевать с её помощью крестьянство. Ведь свет в России еще с дохристианских времен всегда ассоциировался с правдой и миропорядком, и ясно, как в получившей свет глухой деревне должны были отнестись к тому, кто его принес.

*Содержание плана (К2):* далее именно Ленинские указания определили направление работ по составлению плана электрификации России. В работе комиссии под председательством Г.М. Кржижановского активно работали выдающиеся деятели науки и техники России: проф. Г.О. Трафтио, инж. А.Г. Коган, проф. Е.Я. Шульгин, проф. А.А. Горев, проф. И.Г. Александров, проф. Л.К. Рамзин, проф. К.А. Круг, проф. М.А. Шателен; проф. Г.Д. Дубеллир, проф. Б.И. Угримов, проф. А.И. Угримов, инж. М.Я. Лапиров-Скобло, инж. Б.Э. Стюнкель, М.А. Смирнов и многие, многие другие [4]. Свыше 200 крупнейших специалистов были привлечены к разработке конкретного государственного плана возрождения экономики и промышленности России на базе электрификации. За очень короткое время, в отнюдь не простых условиях России 1920 года профессиональная команда организовала и выполнила громадный объем работы. Были собраны, обработаны, изучены и глубоко проанализированы статистические, технико-экономические, геологические и гидрологические, минералогические и горнорудные, почвоведческие, этнографические, транспортные, промышленные и сельскохозяйственные данные по громадным территориям РСФСР. В трудах комиссии эти данные сгруппированы по крупным районам: Южному, Центрально-промышленному, Волжскому, Кавказскому, Северному, Уральскому, Западной Сибири и Туркестану. Аналитические материалы синтезированы и обобщены в общую сводку.

В декабре 1920 года VIII Всероссийским съездом Советов был принят план ГОЭЛРО (первый опорный узел К2), согласно которому за 15 лет (второй опорный узел К2) объем мощности энергосистемы намечалось увеличить до 1750 МВт (четвертый опорный узел К2). Предусматривалась коренная реконструкция на базе электрификации всех отраслей народного хозяйства страны и преимущественно рост тяжёлой промышленности, рациональное размещение промышленности по

всей территории страны. Впервые в России авторы плана ГОЭЛРО предложили экономическое ее районирование исходя при этом из соображений близости источников сырья (в том числе энергетического), сложившегося территориального разделения и специализации труда, а также удобного и хорошо организованного транспорта. В целом план представлял собой единую программу возрождения и развития страны и ее конкретных отраслей - прежде всего тяжёлой индустрии, а главным средством полагал максимально возможный подъём производительности труда не только за счёт интенсификации и рационализации, но и за счёт замены мускульных усилий людей и животных механической энергией. С самого начала предполагалось, что план ГОЭЛРО будут вводить в законодательном порядке, а способствовать его успешному выполнению должно было централизованное управление экономикой.

Одновременно метод осуществления плана ГОЭЛРО был принят мобилизационный (опорный узел К2), с опорой только на собственные силы народа. Вся страна превратилась в огромную строительную площадку. Само строительство шло невиданными в истории темпами. И причиной тому был не только энтузиазм народа, отражённый на плакатах, но и ряд весьма теневых аспектов реализации плана ГОЭЛРО. Значительную часть строителей составляли заключённые. Так Н.С. Хрущев приводит в докладной от 01.02.1954 г. следующие данные [21], что в период с 1921 по 1954 год за контрреволюционные преступления осуждены 3 777 380 человек, через лагеря прошли около 20 млн., погибли 10 млн. Каждый мегаватт первых волжских ГЭС обходился в 40 человеческих жизней. Кроме этого для финансирования программы широко распродавались сокровища отечественной культуры, зерно - и это в условиях, когда во многих регионах страны свирепствовал голод. В течение долгих лет все социальные секторы экономики финансировались только по остаточному принципу, из-за чего народ жил исключительно трудно. Без этого план ГОЭЛРО вряд ли мог быть выполнен в срок. Забыть о насущном дне ради грядущего - таков был пафос системы, родившей этот план и обеспечившей его выполнение. Следовательно, в содержание плана ГОЭЛРО был заложен не только точный расчёт, качественная организация, интеллект и кропотливая работа

отечественных учёных, экономистов, энергетиков и строителей, но и мобилизация дешевой рабочей силы народа.

*Реализация плана (К3):* Ценой героических усилий велось строительство первенцев энергетики: символа эпохи Волховской ГЭС, 1926 г. (первый опорный узел К3), памятником эпохи стала плотина Днепровской ГЭС, 1932 г. (второй опорный узел К3), работающих до сих пор. Плохо одетые, подчас голодные, люди работали, когда это было нужно, по 18 часов в сутки. Многое приходилось делать вручную. Ведь тогда у нас еще не было ни огромных экскаваторов, ни мощных бульдозеров, ни самосвалов. И трудности отступали перед их мужеством и преданностью общему делу. Наиболее ярко успех выполнения плана проявлялся в постепенном исключении импортных поставок оборудования за счёт роста энергомашиностроения в этой отрасли. Если в 1923 году завод "Электросила" изготовил всего четыре первых гидрогенератора мощностью по 7,5 МВт для Волховской ГЭС, то к середине 30-х годов в стране функционировали столь крупные предприятия, как "Электрозвод" (Москва), "Динамо" (Москва), "Красный котельщик" (Таганрог), Турбогенераторный завод имени С.М. Кирова (Харьков). И, начиная с 1934 года, в импорте для энергостроения СССР уже не нуждался [3]. За эти годы в стране созданы тракторная, автомобильная промышленности, станкостроение, химия, сельхозмашиностроение, авиаация. К 15-й годовщине плана ГОЭЛРО мощность всех районных электростанций достигла 4550 МВт (третий опорный узел К3), в 2,5 раза превысила мощность, предусмотренную планом ГОЭЛРО. В результате большинство электрических станций было сооружено в более короткие сроки, чем это предусматривалось планом ГОЭЛРО. К 1935 году советская энергетика вышла на уровень мировых стандартов и заняла третье - после США и Германии - место в мире.

*Значение плана (К4):* Через 94 года, мы можем попытаться оценить весь масштаб плана ГОЭЛРО. Оценить и восхититься тем, что план был реализован. Ведь по сути дела, по мнению Б.И. Кудрина [9], программа электрификации России стала уникальным макроэкономическим экспериментом. Была проведена громадная работа, как научная, так и практическая, причем выполненная в то время, когда

страна лежала в руинах. И этим можно только восхищаться. План ГОЭЛРО может служить образцом использования ограниченных государственных ресурсов для приложения усилий именно там, где это даст необходимый результат. Именно электрификация стала стержнем всех отраслей народного хозяйства страны (первый опорный узел К4), при этом план ГОЭЛРО и его реализация доказали высокую эффективность системы государственного планирования в условиях жёстко централизованной власти и предопределили развитие этой системы на долгие десятилетия. Так в 1986 г. выработка электроэнергии в СССР составила 1665 ТВт·ч, что в 3300 раз больше, чем в год рождения плана ГОЭЛРО. При этом стало очевидно, что научно-технический прогресс (второй опорный узел К4) невозможен без развития энергетики. Для повышения производительности труда первостепенное значение имеет в настоящее время механизация и автоматизация производственных процессов (третий опорный узел К4), замена человеческого труда, особенно тяжелого или монотонного, машинным. Исторически, после того как были созданы первые энергетические системы, названные выше и предусмотренные проектом ГОЭЛРО, возникла необходимость в 1956 г. организации Единой энергетической системы (ЕЭС) СССР (четвертый опорный узел К4) с целью надежности обеспечения электроэнергией потребителей всей страны.

#### 2.2.4 Выводы

Максимальный эффект в достижении поставленной в масштабах государства цели (в данном случае разработка и реализация плана ГОЭЛРО) обеспечивается в случае единства политических, социально-экономических, научно-технических и идеологических интересов руководства страны, широких народных масс и тех специалистов, которые генерируют и претворяют в жизнь объединяющую всех идею. Однако жертвы, принесённые советским народом ради реализации плана ГОЭЛРО, были огромны. Забыть о насущном дне ради грядущего - таков был пафос системы, родившей этот план и обеспечившей его выполнение. Стоила ли цель таких жертв? - дать ответ на этот вопрос предстоит нашим потомкам. Сухой остаток, возможно, состоит в том, что на примере плана ГОЭЛРО и сегодня можно

было бы извлечь полезные уроки реализации в самых сложных условиях накопленного научно-технического потенциала страны.

В настоящее время новый исторический виток закручивается вновь от стартового кризисного современного состояния экономики XXI века. При этом опыт поколений показывает, чтобы современному студенту ориентироваться в настоящем и предвидеть будущее, необходимо, прежде всего, хорошо знать прошлое. Поэтому программа современного ускорения инновационного развития отечественной электротехнической промышленности и электроэнергетики может остаться лозунгом, если не будет проанализирован и использован многолетний отечественный опыт электрификации для выработки новой стратегии, обеспечивающей сохранение Российской Федерации как целостного, экономически независимого государства.

## 2.3 Практическое занятие № 3. (Семинар) Энергетическая система России

Цель работы: Проанализировать структуру энергетическая система России

### 2.3.1 Вопросы для подготовки

1. Научно-технические, экономические и экологические аспекты и проблемы электроэнергетики.
2. Энергетические системы. Преимущества объединения энергосистем. Особенности ЕЭС.
3. Принципы передачи электроэнергии на большие расстояния. Требования к электрическим сетям. Категории электроприемников.
4. Основные требования к системам электроснабжения.
5. Энергетическая система России. Структура ОАО «СО ЕЭС». Роль и место России на энергетическом рынке.
6. Башкирское РДУ. Структура организации. Состав электростанций. Перспективы развития.

### 2.3.2 Энергетическая система России

Принимая определение И. Никитко [19], согласно которого энергетическая система представляет собой совокупность электростанций, энергетических сетей и электропотребителей, связанных общностью процесса производства, передачи и использования электроэнергии, мы принимаем приведенную выше структуризацию энергетической системы по технологическому признаку. Параллельно в межкоординатные секторы когнитивной карты (см. рисунок 15), мы размещаем с помощью мультиковового представления информации символы макросистемы электроснабжения современной России. При этом, удаляя фокус рассмотрения объекта или приближая его, мы визуально представим картину электроснабжения России.

Первую координатную ось (К1) и первую четверть межосевого пространства мы посвящаем Лауфен-Франкфуртской электропередачи, символизирующую рождение энергетической системы трехфазного тока. Исторически, в конце XIX

века в условиях углублявшегося и расширявшегося процесса концентрации и централизации производства назрела крупная энергетическая проблема передачи электроэнергии на большие расстояния и промышленного ее потребления. В связи с этим в 1891 году Михаилом Осиповичем Доливо-Добровольским была осуществлена Лауфен-Франкфуртская электропередача во время проведения международной выставки, демонстрирующей электротехнические достижения. Так, во Франкфурте-на-Майне, перед главным входом на выставку был построен искусственный водопад и установлен мощный асинхронный двигатель, который приводил в движение насос, подававший воду к водопаду [5].

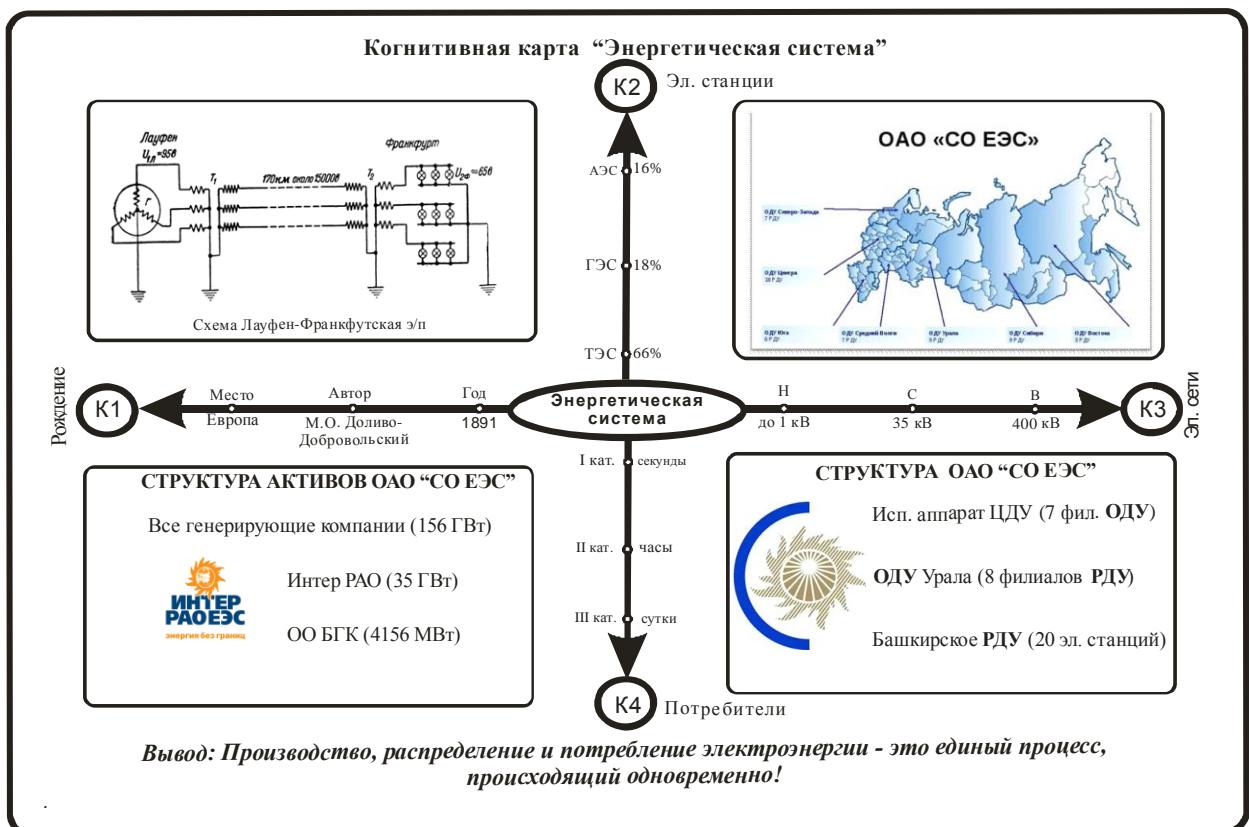


Рисунок 15 - Когнитивная карта «Энергетическая система»

Небольшая гидроэлектростанция с трёхфазным синхронным генератором была построена на реке Неккар, в местечке Лауфен, которая с помощью понижающего и повышающего трансформаторов, передавала электроэнергию на невиданное в те времена расстояние в 170 км. У современников выставка имела

грандиозный успех, поскольку она наглядно показала решение вышеназванной проблемы: с этого момента электрическая энергия в форме трехфазного тока из места ее дешевого получения могла передаваться в удаленные промышленные районы. В конечном счете, важнейшим следствием возникновения энергетической системы трехфазного тока явились возможность быстрого развития электрификации народного хозяйства.

Вторую координатную ось (К2) и вторую четверть межосевого пространства мы посвящаем современной структуре генерации ОАО «СО ЕЭС» - Открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы», которое единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление Единой энергетической системой России. Так, по типам электростанций, очевидно, преобладают ТЭС (66 %). С одной стороны, их основные преимущества заключаются в относительно свободном размещении, связанным с широким распространением топливных ресурсов в России; способности вырабатывать электроэнергию без сезонных колебаний (в отличие от ГЭС). Однако, с другой стороны, к недостаткам ТЭС относятся: использование невозобновляемых топливных ресурсов; низкий КПД, крайне неблагоприятное воздействие на окружающую среду. Несмотря на это, в ближайшей перспективе по прогнозам специалистов [4], доля ТЭС в приросте производства электроэнергии будет преобладать, напротив, прирост производства на АЭС (16 %) в связи с повышением требований к их безопасности будет незначительным, а сооружение ГЭС (18 %) будет ограничиваться возведением плотин в условиях с минимальными площадями затопления.

Далее по мере развития электрификации народного хозяйства все перечисленные выше типы электростанций страны в 1956 году были объединены в Единую энергетическую систему, представленную во второй четверти межосевого пространства (См. рисунок 15) на карте России. В настоящее время работа Системного оператора ЕЭС аналогична дирижеру гигантского симфонического оркестра и заключается в том, чтобы обеспечить баланс между генерацией насчитывающей более шестисот крупных электростанций и потребителями рынка

электроэнергии всей территории страны. При этом необходимо соблюдать обязательное условие экономической эффективности процесса оперативно-диспетчерского управления и принятия мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом рынке. Отсюда вытекает, что сеть электроснабжения может иметь очень сложную структуру и связывает территориально удалённые пункты источников и потребителей.

Остановимся более подробно на характеристике электрических сетей, третью координатную ось (К3) мы посвящаем им, представляющим совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередач, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии. Более того, согласно законам физики, потери энергии в линиях обратно пропорциональны квадрату напряжения, а для снижения потерь мощности в цепи электроэнергию выгодно передавать на высоких напряжениях. В связи с этим трёхфазные сети разбивают на участки с разным классом напряжения (К3): низкого (до 1 кВ); среднего (до 35 кВ); высокого (до 400 кВ) и сверхвысокого (свыше 400 кВ). В сети выделяют линии электропередачи, которые соединяют подстанции.

Затем снова изменим фокус рассмотрения энергетической системы, а именно третью и четвертую четверть межосевого пространства когнитивной карты мы посвящаем структуре Системного оператора, который 17 июня 2002 г. стал первой инфраструктурной организацией, выделенной из состава РАО «ЕЭС России» в самостоятельное акционерное общество. Впервые в истории оперативно-диспетчерского управления отечественной энергосистемой технологическое управление режимами стала осуществлять специально созданная для этих целей компания, не имеющая собственных коммерческих интересов на рынке электрической энергии. К ноябрю 2008 года полностью была выстроена организационная структура Системного оператора, завершен процесс передачи функций по управлению режимами региональных энергокомпаний в филиалы ОАО «СО ЕЭС». Единая вертикаль оперативно-диспетчерского управления приобрела свой окончательный вид трехуровневой иерархической структуры от Центра к

периферии: главный диспетчерский центр в Москве, 7 филиалов – объединенных диспетчерских управлений и 59 филиалов – региональных диспетчерских управлений, осуществляющих круглосуточное управление режимами энергосистем на территории 79 субъектов РФ.

Затем вернемся на региональный уровень, проследим трехуровневую иерархическую структуру наоборот, от периферии к Центру. Поскольку наш вуз КФ ОГУ находится на территории Башкортостана, то мы представили на когнитивной карте вертикаль управления энергосистемой именно этого субъекта РФ. С одной стороны, по состоянию на 1 января 2015 года Башкирское РДУ, управляет 20 электростанциями, наряду с 7 другими филиалами входит в состав ОДУ Урала. В свою очередь, ОДУ Урала вместе с 6 другими ОДУ подчиняется Главному диспетчерскому центру в Москве.

С другой стороны, в диспетчерском управлении и ведении Башкирского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4756 МВт. Наиболее крупными из них являются: Кармановская ГРЭС, Ново-Салаватская ТЭЦ, Уфимская ТЭЦ-2, Стерлитамакская ТЭЦ, Уфимская ТЭЦ-4, Ново-Стерлитамакская ТЭЦ. В электроэнергетический комплекс Республики Башкортостан входят также 267 линий электропередачи класса напряжения 110-500 кВ, 160 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110-500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 16419 МВА. Таким образом, Башкирская генерирующая компания, установленная мощность которой составляет 4156 МВт, является дочерней по отношению к компании Интер РАО, установленная мощность которой уже составляет 35 ГВт. В свою очередь, установленная мощность компаний всей группы ОАО «СО ЕЭС» (Интер РАО; РУСГИДРО; ТГК и другие) составляет 156 ГВт. Ясно, что в связи с вышеизложенной вертикалью управления неизбежно возникает проблема надежности электроснабжения потребителей.

Четвертую координатную ось (К4) мы посвящаем потребителям электроэнергии, которые различаются по режиму работы, назначению, исполнению, потребляемой мощности, частоте потребляемого тока, условиям работы,

ответственности. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), по обеспечению надежности электроснабжения всех потребителей электроэнергии разделяют на три категории. К первой категории (ПУЭ п. 1. 2. 19) относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Питание таких электроприемников обеспечивается от двух независимых взаимно резервирующих источников. Перерыв в электроснабжении допустим лишь на время автоматического восстановления питания при отказе одного из источников. Ко второй категории (ПУЭ п. 1.22) относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Такие электроприемники рекомендуют обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении допустим лишь на время включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. К третьей категории относят все остальные электроприемники, электроснабжение которых можно выполнять от одного источника питания при условии, что его перерывы, необходимые для ремонта и замены поврежденного элемента, не превышают одних суток. Следовательно, своевременная подача электроэнергии различным потребителям предполагает некий приоритет, а также соблюдение соответствующих норм надежности.

### 2.3.3 Вывод

В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства. Во всех промышленно развитых странах темпы развития энергетики опережали темпы развития других отраслей.

## 2.4 Практическое занятие № 4. (Семинар) Атомные электрические станции

Цель работы: Проанализировать положительные и отрицательные стороны атомных электростанций.

### 2.4.1 Вопросы для подготовки

1. Ядерное топливо, мировые запасы ядерного горючего.
2. Атомная энергетика по странам.
3. Ядерный реактор.
4. Ядерная энергия и механизм тепловыделения. Деление ядер нейтронами.

Цепные реакции деления ядерных топлив.

5. Циклы АЭС и их эффективность.
6. Циклы паротурбинных АЭС.
7. Авария на Чернобыльской АЭС.
8. Авария на АЭС Фукусима-1.
9. Радиоактивные отходы.

### 2.4.2 Актуальность атомной энергетики

Попытки использовать управляемую ядерную реакцию для производства электричества начались в 1940-х годах в нескольких странах [17]. В СССР во второй половине 40-х гг., ещё до окончания работ по созданию первой советской атомной бомбы (её испытание состоялось 29 августа 1949 года), советские учёные приступили к разработке первых проектов мирного использования атомной энергии, генеральным направлением которого стала электроэнергетика. В 1948 году по предложению И.В. Курчатова и в соответствии с заданием партии и правительства начались первые работы по практическому применению энергии атома для получения электроэнергии.

Обнинская АЭС мощностью 5 МВт была запущена 27 июня 1954 года в СССР. Она стала первой в мире промышленной атомной электростанцией. В 1958 году была введена в эксплуатацию 1-я очередь Сибирской АЭС мощностью 100 МВт, впоследствии полная проектная мощность была доведена до 600 МВт. В том

же году развернулось строительство Белоярской промышленной АЭС, а 26 апреля 1964 года генератор 1-й очереди дал ток потребителям. В сентябре 1964 года был пущен 1-й блок Нововоронежской АЭС мощностью 210 МВт. Второй блок мощностью 365 МВт запущен в декабре 1969 года. В 1973 году запущен первый блок Ленинградской АЭС.

За пределами СССР первая АЭС промышленного назначения мощностью 46 МВт была введена в эксплуатацию в 1956 году в Колдер-Холле (Великобритания). Через год вступила в строй АЭС, мощностью 60 МВт в Шиппингпорте (США). В 1959 году свою первую АЭС запустила Франция, 1961 - Германия, 1962 - Канада, 1964 - Швеция, 1966 - Япония, 1969 - Швейцария, 1977 - Южная Корея. В 1976 году начались строительные работы на рекордном за всю историю атомной энергетики числе новых реакторов, 44 единицы. Годом ранее Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) выпустило прогноз, согласно которому к 2000 году суммарная мощность АЭС во всем мире достигнет 4000 ГВт или даже 7000 ГВт. Оценка оказалась завышенной в 10 раз.

В 1979 году произошла серьёзная авария на АЭС Три-Майл-Айленд, после чего США постепенно прекратили строительство атомных реакторов. К идее введения новых ядерных мощностей США вернулись в начале 2000-х годов. Существовали планы серийного строительства реакторов третьего поколения, получившие неофициальное название «атомного ренессанса». На 2016 год четыре таких реактора строятся.

В 1984 и 1985 годах рекордное число реакторов было введено в эксплуатацию, 33 единицы в каждом году. В 1986 году произошла масштабная катастрофа на Чернобыльской АЭС, которая, помимо непосредственных последствий, серьёзно отразилась на всей ядерной энергетике в целом. Она вынудила специалистов всего мира пересмотреть проблему безопасности АЭС и задуматься о необходимости международного сотрудничества в целях повышения безопасности АЭС. Под влиянием Чернобыльской катастрофы Италия провела референдум, на котором большинство высказалось за закрытие АЭС страны. К следующему десятилетию Италия прекратила эксплуатировать атомные станции.

К концу 80-х годов темпы строительства атомных станций существенно замедлились. В 1996 году доля атомной энергетики во всемирной генерации электричества достигла пика - 17,6 %.

Большое воздействие на атомную энергетику оказала катастрофа на АЭС Фукусима-1, произошедшая в марте 2011 года в Японии. Она возникла в результате воздействия на АЭС сильного землетрясения и последовавшего за ним цунами.

На 2015 год суммарно АЭС мира выработали 2,441 ТВт·ч энергии, что составило 10,7 % всемирной генерации электричества.

#### 2.4.3 Тесты

- 1) На рисунке 16 показана технологическая схема АЭС, которая является:
  - одноконтурной схемой АЭС;
  - **двуухонтурной схемой АЭС;**
  - трехконтурной схемой АЭС;
  - четырехконтурной схемой АЭС;

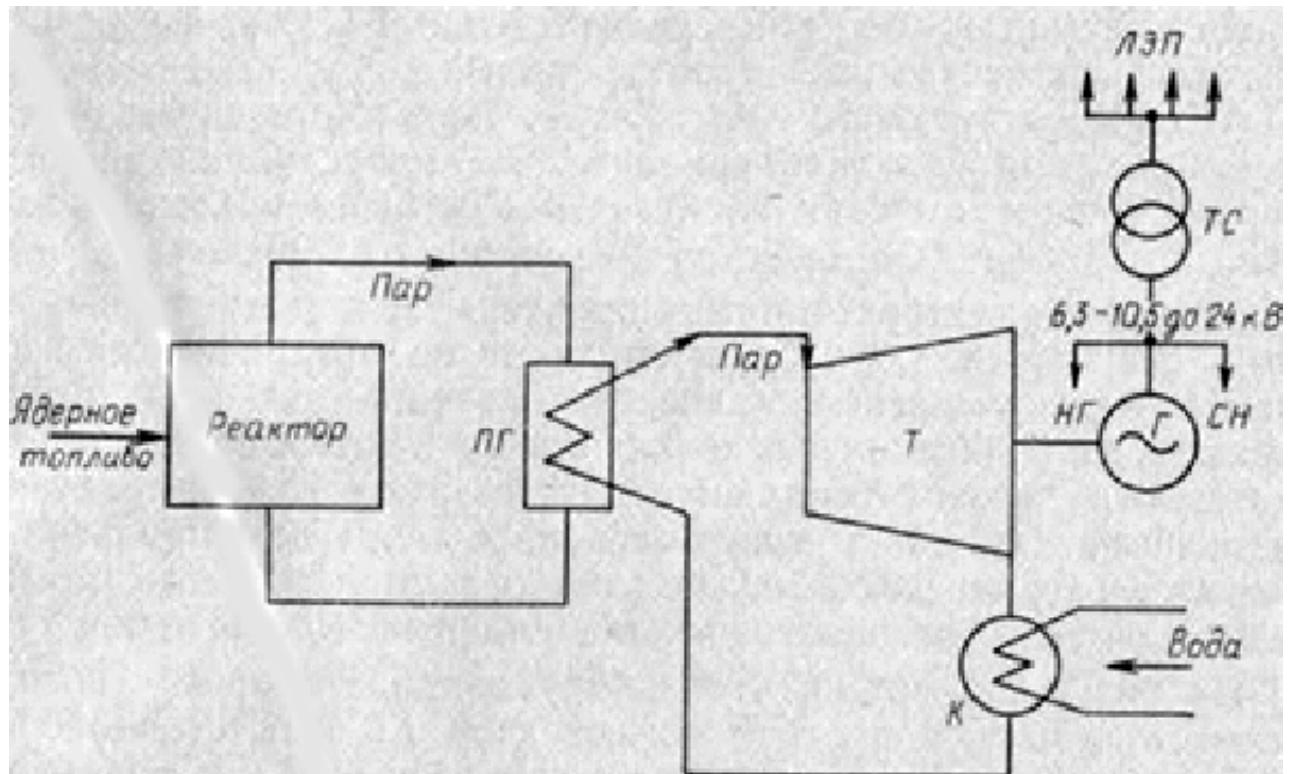


Рисунок 16 – Технологическая схема АЭС

2) На рисунке 16 показана технологическая схема АЭС, где ядерный реактор типа:

- **ВВЭР (водо-водянной энергетический) в качестве замедлителя и теплоносителя используется обычная вода под давлением;**
- РБМК (реактор большой мощности канальный) в качестве теплоносителя используется вода, а в качестве замедлителя - графит;
- БН (быстрые нейтроны), с жидкокометаллическим натриевым теплоносителем;
- AGR (британский ядерный реактор) с газовым охлаждением, с использованием графита в качестве замедлителя нейтронов и углекислого газа в качестве теплоносителя.

3) На рисунке 16 показана технологическая схема АЭС, где ядерным горючим является:

- **U-235;**
- U-238;
- Pu-239;
- Th-233.

4) Ядерным горючим реактора БН является:

- U-235;
- **U-238;**
- Pu-239;
- Th-233.

5) На рисунке 16 показана технологическая схема АЭС, где установка, в которой осуществляется самоподдерживающаяся управляемая ядерная реакция деления, называется:

- **ядерный реактор;**
- парогенератор;
- конденсатор;
- трансформатор.

6) 1 кг U-235 заменяет::

- **2900 т угля;**
- 290 т угля;
- 29 т угля;
- 2,9 т угля.

7) На рисунке 16 показана технологическая схема АЭС, где КПД АЭС примерно равна:

- **30 % – 35 %;**
- 20 % – 25 %;
- 55 % – 60 %;
- 90 % – 95 %;

#### 2.4.3 Вывод

Ядерная энергетика остаётся предметом острых дебатов. Сторонники и противники ядерной энергетики резко расходятся в оценках её безопасности, надёжности и экономической эффективности.

Опасность связана с проблемами утилизации отходов, авариями, приводящими к экологическим и техногенным катастрофам, а также с возможностью использовать повреждение этих объектов обычным оружием или в результате теракта - как оружие массового поражения. «Двойное применение» предприятий ядерной энергетики, возможная утечка (как санкционированная, так и преступная) ядерного топлива из сферы производства электроэнергии и его использовании для производства ядерного оружия служит постоянным источником общественной озабоченности, политических интриг и поводов к военным акциям (например, Операция «Опера», Иракская война).

Вместе с тем, выступающая за продвижение ядерной энергетики Всемирная ядерная ассоциация, опубликовала данные, согласно которым один ГВт в год электроэнергии, произведенной на угольных электростанциях, в среднем (учитывая всю производственную цепочку) обходится в 342 человеческих жертвы, на газовых - в 85, на гидростанциях - в 885, тогда как на атомных - всего в 8.

## 2.5 Практическое занятие № 5. (Семинар) гидроэлектрические станции

Цель работы: Проанализировать положительные и отрицательные стороны гидроэлектростанций.

### 2.5.1 Вопросы для подготовки

1. Гидроэнергетические ресурсы.
2. Типы гидроэнергетических установок.
3. Основные схемы использования водной энергии.
4. Гидроэлектростанции и их энергетическое оборудование.
5. Мощность ГЭС и выработка энергии.
6. Гидротехнические сооружения ГЭС.
7. Гидроаккумулирующие электростанции.
8. Преимущества и недостатки ГЭС.
9. Экологический аспект эксплуатации ГЭС.

### 2.5.2 Актуальность гидроэнергетики

Гидроэнергетика - это область хозяйственно-экономической деятельности человека, совокупность больших естественных и искусственных подсистем, служащих для преобразования энергии водного потока в электрическую энергию. На 2006 год гидроэнергетика обеспечивает производство до 88 % возобновляемой и до 20 % всей электроэнергии в мире, установленная гидроэнергетическая мощность достигает 777 ГВт [18].

Абсолютным лидером по выработке гидроэнергии на душу населения является Исландия. Кроме неё этот показатель наиболее высок в Норвегии (доля ГЭС в суммарной выработке - 98 %), Канаде и Швеции. В Парагвае 100 % производимой энергии вырабатывается на гидроэлектростанциях.

Наиболее активное гидростроительство на начало 2000-х ведёт Китай, для которого гидроэнергия является основным потенциальным источником энергии. В этой стране размещено до половины малых гидроэлектростанций мира, а также крупнейшая ГЭС мира «Три ущелья» на реке Янцзы и строящийся крупнейший по

мощности каскад ГЭС. Ещё более крупная ГЭС «Гранд Инга» мощностью 39 ГВт планируется к сооружению международным консорциумом на реке Конго в Демократической Республике Конго (бывший Заир).

В Советский период развития энергетики упор делался на особую роль единого народнохозяйственного плана электрификации страны - ГОЭЛРО, который был утвержден 22 декабря 1920 года. Глава плана, посвященная гидроэнергетике, называлась «Электрификация и водная энергия». В ней указывалось, что гидроэлектростанции могут быть экономически выгодными, главным образом, в случае комплексного использования: для выработки электроэнергии, улучшения условий судоходства или мелиорации. Предполагалось, что в течение 10-15 лет в стране можно соорудить ГЭС общей мощностью 21 254 тыс. лошадиных сил (около 15 млн. кВт), в том числе в европейской части России - мощностью 7394, в Туркестане - 3020, в Сибири - 10 840 тыс. л.с. На ближайшие 10 лет намечалось сооружение ГЭС мощностью 950 тыс. кВт, однако, в последующем было запланировано сооружение десяти ГЭС общей рабочей мощностью первых очередей 535 тыс. кВт.

Хотя уже за год до этого в 1919 году Совет труда и обороны признал строительства Волховской и Свирской гидростанций объектами, имеющими оборонное значение. В том же году началась подготовка к возведению Волховской ГЭС, первой из гидроэлектростанций, введенных по плану ГОЭЛРО.

Наиболее достоверным считается, что первой гидроэлектростанцией в России была Березовская (Зыряновская) ГЭС, построенная в Рудном Алтае на реке Березовка (приток р. Бухтармы) в 1892 году. Она была четырехтурбинная общей мощностью 200 кВт и предназначалась для обеспечения электричеством шахтного водоотлива из Зыряновского рудника.

#### 2.4.3 Тесты

- 1) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где часть реки, канала, водохранилища или другого водного объекта, примыкающая к гидравлическому сооружению, называется:
  - **бьеф;**

- водосборный бассейн;
- водоразделяющая линия;
- сток.

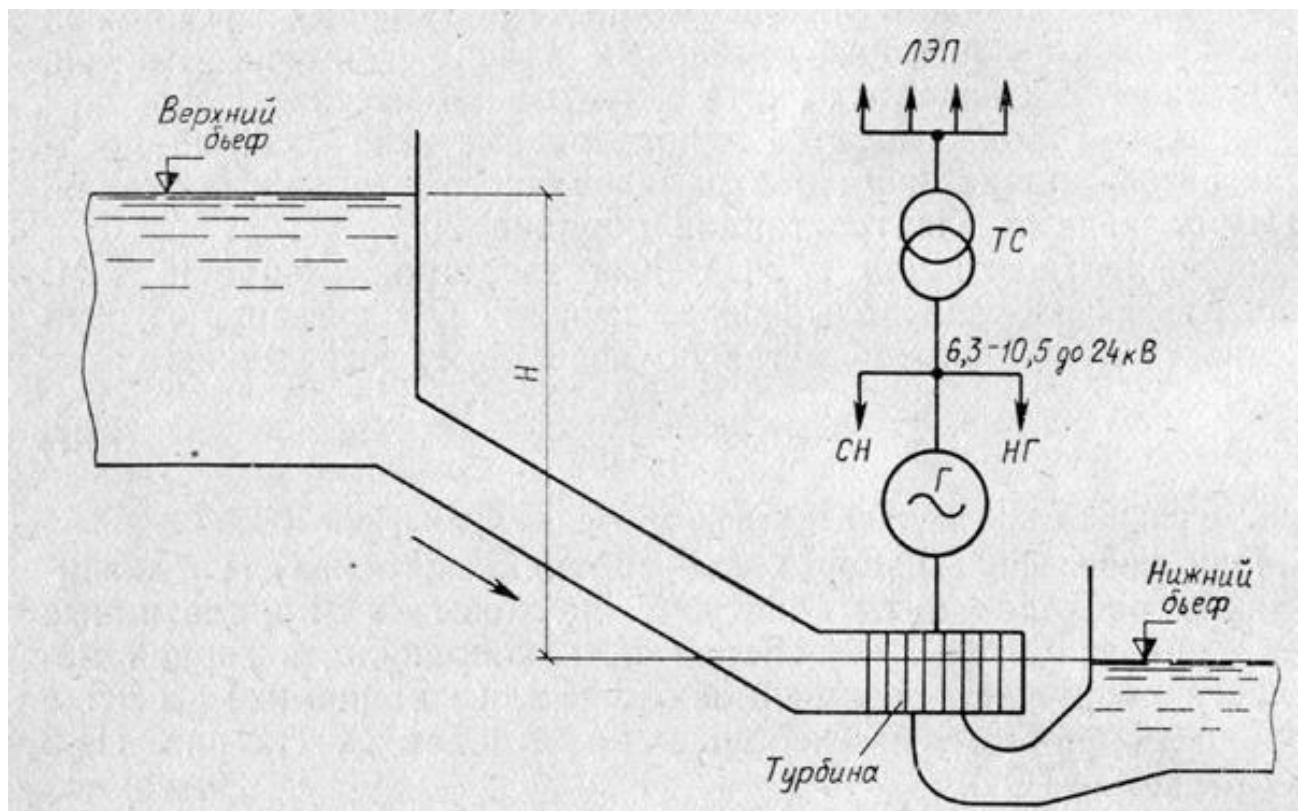


Рисунок 17 – Технологическая схема ГЭС

2) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где разность отметок верхнего и нижнего бьефов, называется:

- статический напор;
- напор брутто;
- напор нетто;
- сток.

3) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где туннель для воды в плотине ГЭС, называется:

- водовод;
- гидротурбина;

- плотина;
- сток.

4) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где машина, преобразующая энергию движения воды в механическую энергию вращения ее рабочего колеса, называется:

- водовод;
- **гидротурбина;**
- плотина;
- сток.

5) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где количество воды, протекающее через поперечное сечение водотока в 1 секунду, называется:

- напор;
- расход;
- гидрограф;
- сток.

6) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где суммарный объем воды, прошедший через поперечное сечение водотока за 1 секунду, называется:

- напор;
- расход;
- гидрограф;
- **сток.**

7) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где мощность ГЭС определяется:

- напором;
- расходом;
- **произведением расхода воды через турбину и напора;**
- стоком.

8) На рисунке 17 показана технологическая схема ГЭС, где КПД ГЭС примерно равна:

- **85 % – 90 %;**
- 65 % – 70 %;
- 55 % – 60 %;
- 90 % – 95 %;

9) Гидроэлектростанция, работающая так, что, при избытке электроэнергии в системе, например, ночью, агрегаты ее работают насосами, закачивая воду в специальный водоем. При дефиците электроэнергии, например днем, агрегаты ее срабатывают запасенную воду и вырабатывают электроэнергию, называется:

- ГЭС;
- НС;
- ГАЭС;
- ПЭС;

10) В России (2015 г.), самая крупная ГЭС:

- **Саяно-Шушенская ГЭС;**
- Красноярская ГЭС;
- Братская ГЭС;
- Усть-Илимская ГЭС.

11) Мощность Юмагузинской ГЭС:

- **45 МВт;**
- 30 МВт;
- 450 кВт;
- 200 МВт.

12) Мощность Саяно-Шушенская ГЭС:

- 450 МВт;
- **6400 МВт;**
- 4500 кВт;
- 2000 МВт.

### 2.5.3 Вывод

Технически возможный гидроэнергетический потенциал рек России составляет по расчетам экспертов 1670 млрд. кВт/ч. Этот показатель почти в полтора раза превышает объем энергопотребления страны. При этом степень его использования действующими ГЭС составляет всего 10,5 %. При этом, гидро потенциал размещен неравномерно: большая его часть сосредоточена в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В Европейской части страны значительные неиспользованные гидроэнергетические ресурсы находятся на Северном Кавказе, а также на Европейском Севере и Северо-Западе.

Говоря о перспективах развития гидроэнергетики в России, стоит отметить, что в ближайшие 6 лет, то есть до 2018 года, будут достроены следующие гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции:

- Богучанская ГЭС (3000 МВт)
- Загорская ГАЭС-2 (840 МВт)
- Усть-Среднеканская ГЭС (570 МВт)
- Зарамагская ГЭС-1 (342 МВт)
- Нижне-Бурейская ГЭС (320 МВт)
- Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (140 МВт)
- Гоцатлинская ГЭС (100 МВт)
- Зарагижская МГЭС (28,8 МВт)

Согласно программе развития единой энергосистемы России на 2012-2018 годы, вводы мощности на ГЭС России в этот период предусматриваются в объеме 3830,2 МВт. Будет ли начато строительство других новых ГЭС пока неизвестно.

## **2.6 Практическое занятие № 6. (Семинар) Устройство и функционирование современной ТЭС, работающей на органическом топливе**

Цель работы: Проанализировать положительные и отрицательные стороны тепловых электростанций.

### **2.6.1 Вопросы для подготовки**

1. Типы тепловых электростанций.
2. Общее представление о тепловой электростанции
3. Технологический процесс преобразования химической энергии топлива в электроэнергию на ТЭС
4. Главный корпус ТЭС
5. Знакомство с основным оборудованием ТЭС
6. Ближайшие и отдаленные перспективы строительства ТЭС
7. Экологический аспект эксплуатации ТЭС

### **2.6.2 Актуальность тепловых станций**

Несмотря на бурное развитие отраслей нетрадиционной энергетики в последние десятилетия большая часть производимой в мире электроэнергии по-прежнему приходится на долю энергии, получаемой на тепловых электростанциях [20]. При этом возрастающая с каждым годом потребность в электричестве оказывает стимулирующее воздействие на развитие тепловой энергетики. Энергетики во всём мире работают в сторону усовершенствования ТЭС, повышения их надёжности, экологической безопасности и эффективности.

Главным негативным фактором в развитии теплоэнергетики стал тот вред, который наносят окружающей среде в процессе своей работы тепловые электростанции. При сгорании топлива в атмосферу выбрасывается огромное количество вредных выбросов. К ним относятся и летучие органические соединения, и твёрдые частицы золы, и газообразные оксиды серы и азота, и летучие соединения тяжёлых металлов. Кроме того, ТЭС сильно загрязняют воду

и портят ландшафт из-за необходимости организации мест для хранения шлаков, золы или топлива.

Также, функционирование ТЭС сопряжено с выбросами парниковых газов. Ведь тепловые электрические станции выбрасывают огромное количество углекислого газа  $\text{CO}_2$ , накопление которого в атмосфере изменяет тепловой баланс планеты и становится причиной возникновения парникового эффекта – одной из актуальнейших и серьёзнейших экологический проблем современности.

Вот почему важнейшее место в современных разработках тепловой энергетики должно отводиться изобретениям и инновациям, способным усовершенствовать ТЭС в сторону их экологической безопасности. Речь идёт о новых технологиях очистки топлива, используемого ТЭС, создании, производстве и установке на ТЭС специальных очистительных фильтров, строительства новых тепловых электростанций, спроектированных изначально с учётом современных экологических требований.

Теплоэнергетические устройства являются, и ещё очень долго будут являться основным источником электрической энергии для человечества. Поэтому теплоэнергетики всего мира продолжают усиленно развивать данную перспективную отрасль энергетики. Их усилия, прежде всего, направлены на повышение эффективности тепловых электростанций, необходимость которого диктуется как экономическими, так и экологическими факторами.

Жёсткие требования мирового сообщества к экологической безопасности энергетических объектов, стимулируют инженеров на разработку технологий, снижающих выбросы ТЭС до предельно допустимых концентраций.

Аналитики утверждают [12], что современные условия таковы, что перспективными окажутся в будущем ТЭС, работающие на угле или газе, поэтому именно в данном направлении теплоэнергетики всего мира прикладывают больше всего усилий.

Доминирующая роль теплоэнергетики в обеспечении мировых человеческих потребностей в электричестве будет сохраняться ещё длительное время. Ведь,

несмотря на стремление развитых стран как можно скорее перейти на более безопасные с экологической точки зрения и доступные (что немаловажно в свете приближающегося кризиса исчерпания органического топлива) источники энергии, быстрый переход к новым способам получения энергии невозможен. А это означает, что теплоэнергетика будет активно развиваться и дальше, но, разумеется, с учётом новых требований к экологической безопасности используемых технологий.

### 2.4.3 Тесты

1) На рисунке 18 показана технологическая схема КЭС, где К – это:

- котёл (парогенератор) предназначен для получения пара из питательной воды;
  - питательный насос – для подачи питательной воды в котёл;
  - дутьевой вентилятор – для подачи воздуха в топку котла, для поддерживания процесса горения;
  - дымосос – для удаления дымовых газов из котла.

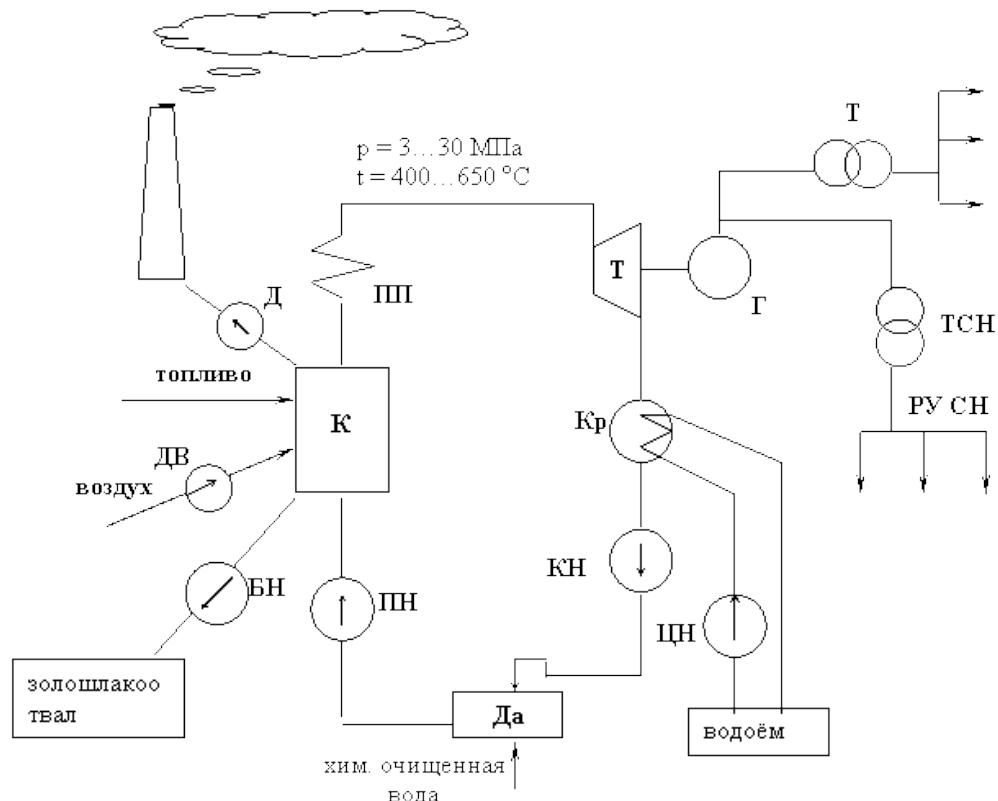


Рисунок 18 - Технологическая схема КЭС

- 2) На рисунке 18 показана технологическая схема КЭС, где **T** – это:
- **паровая турбина;**
  - багерный насос – для удаления золы и шлака из котла;
  - пароперегреватель – для получения пара высоких параметров;
  - электрический генератор – для выработки электроэнергии.
- 3) На рисунке 18 показана технологическая схема КЭС, где **Kр** – это:
- **конденсатор для охлаждения пара;**
  - циркуляционный насос – для подачи воды в конденсатор;
  - конденсатный насос – для удаления конденсата из конденсатора;
  - деаэратор – для удаления газов из конденсата; для восполнения потерь туда же подаётся химически очищенная вода.
- 4) На рисунке 18 показана технологическая схема КЭС, где **T** – это:
- **повышающий трансформатор;**
  - распределительное устройство высокого напряжения (110 кВ и выше);
  - трансформатор собственных нужд;
  - распределительное устройство собственных нужд – для электропитания двигателей и освещения.
- 5) Тепловые паротурбинные электростанции, в которых, теплота, выделяющаяся при сжигании органического топлива превращается сначала в механическую энергию, а затем в электрическую, называются:
- **Конденсационные электрические станции КЭС;**
  - Тепловые электрические станции ТЭС;
  - Теплофикационные электрические станции ТЭС;
  - Теплоэлектроцентрали ТЭЦ.
- 6) На рисунке 19 показана циркуляция воды в барабанном кotle, где позиция 1 – это:
- **питательный насос;**
  - экономайзер;
  - подъёмные трубы;

- опускные трубы.

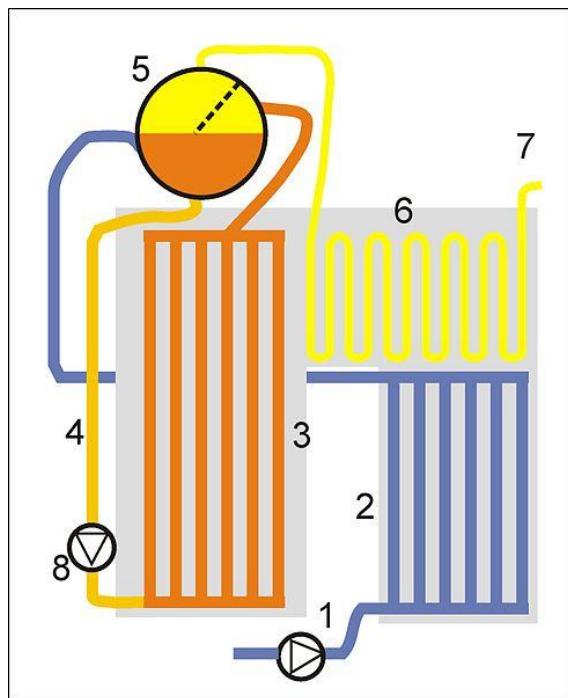


Рисунок 19 - Циркуляция воды в барабанном котле

7) На рисунке 19 показана циркуляция воды в барабанном котле, где позиция 5 – это:

- барабан;
- пароперегреватель;
- выход пара в турбину;
- циркуляционный насос.

8) На рисунке 19 показана циркуляция воды в барабанном котле, где позиция 6 – это:

- барабан;
- пароперегреватель;
- выход пара в турбину;
- циркуляционный насос.

9) На рисунке 19 показана циркуляция воды в барабанном котле, где позиция 2 – это:

- питательный насос;
- **экономайзер;**
- подъёмные трубы;
- опускные трубы.

10) На рисунке 19 показана циркуляция воды в барабанном котле, где позиция 4 – это:

- питательный насос;
- экономайзер;
- подъёмные трубы;
- **опускные трубы.**

11) На рисунке 19 показана циркуляция воды в барабанном котле, где позиция 3 – это:

- питательный насос;
- экономайзер;
- **подъёмные трубы;**
- опускные трубы.

12) Как влияет на КПД установка экономайзера?

- **повышает;**
- понижает;
- не влияет;
- сначала повышает, а потом понижает.

13) Какой основной тип теплообмена происходит в конденсаторе?

- конвекция;
- излучение;
- **теплопроводность;**
- теплопередача.

14) Куда сбрасывается циркуляционная вода в замкнутой системе охлаждения конденсатора?

- в реку;

- в пруд;
  - в отводной канал;
  - в градирню.
- 15) Какое топливо приносит наибольший экологический ущерб?
- антрацит;
  - **бурый уголь;**
  - мазут;
  - нефть с 5 % содержанием серы.

### 2.6.3 Вывод

Несмотря на все эти недостатки, ТЭС являются основными производителями электроэнергии в большинстве стран мира и останутся таковыми, по крайней мере на ближайшие 50 лет.

Перспективы строительства мощных конденсационных ТЭС тесно связаны с видом используемых органических топлив. Несмотря на большие преимущества жидкого топлива (нефти, мазута) как энергоносителей (высокая калорийность, легкость транспортировки) их использование на ТЭС будет все более и более сокращаться не только в связи с ограниченностью запасов, но и в связи с их большой ценностью как сырья для нефтехимической промышленности. Для России немалое значение имеет и экспортная ценность жидкого топлива нефти. Поэтому жидкое топливо (мазут) на ТЭС будет использоваться либо как резервное топливо на газомазутных ТЭС, либо как вспомогательное топливо на пылеугольных ТЭС, обеспечивающее устойчивое горение угольной пыли в котле при некоторых режимах.

Таким образом, далекая перспектива использования классических паротурбинных ТЭС и в России, и за рубежом, прежде всего, связана с использованием углей, особенно низкосортных. Это, конечно, не означает прекращения эксплуатации газомазутных ТЭС, которые будут постепенно заменяться ПГУ.

## 2.7 Практическое занятие № 7 (Семинар) Солнечная энергетика

Цель работы: Проанализировать положительные и отрицательные стороны солнечных электростанций.

### 2.7.1 Вопросы для подготовки

1. Энергоресурсы солнечной энергетики России
2. Классификация солнечных энергетических установок
3. Принцип работы солнечных фотоэлектрических установок
4. Производство солнечных батарей в России.
5. Преимущества и недостатки СЭС.
6. Экологический аспект эксплуатации СЭС.
7. Развитие солнечной энергетики в мире.

### 2.7.2 Актуальность солнечной энергетики

Солнечная энергетика — отрасль науки и техники, разрабатывающая теоретические основы, методы и средства использования солнечного излучения или солнечной радиации для получения электрической, тепловой или других видов энергии и использования их в народном хозяйстве.

Солнечное излучение (СИ) -это процесс переноса энергии при распределении электромагнитных волн в прозрачной среде [2]. По квантовой теории электромагнитные волны — это поток элементарных частиц или фотонов с нулевой массой покоя, движущихся в вакууме со скоростью света. В космосе через  $1 \text{ м}^2$  в 1 с проходит  $3 \cdot 10^{21}$  фотонов, энергия которых зависит от длины волны (мкм).

Источник солнечного излучения Солнце излучает в окружающее пространство поток мощности, эквивалентный  $4 \cdot 10^{23}$  кВт.

Земля находится от Солнца на расстоянии примерно 150 млн км. Площадь поверхности Земли, облучаемой Солнцем, составляет около  $500 \cdot 10^6 \text{ км}^2$ . Поток солнечной радиации, достигающей Земли, по разным оценкам составляет  $(7,5—10) \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$ , или  $(0,85—1,2) \cdot 10^{14} \text{ кВт}$ , что значительно превышает ресурсы всех других возобновляемых источников энергии. Если использовать всего 0,1 %

всей поверхности Земли для строительства солнечных электростанций (СЭС), то их выработка превысит в 40 раз все потребление энергии человечеством на уровне 1983 г.

СИ на поверхность Земли зависит от многих факторов: широты и долготы местности, ее географических и климатических особенностей, состояния атмосферы, высоты Солнца над горизонтом, размещения приемника СИ на Земле и по отношению к Солнцу и т.д. В целом можно выделить как закономерные особенности СИ, так и существенную долю его случайной составляющей. Суммарное СИ, достигающее поверхности Земли,  $R_S$  обычно состоит из трех составляющих:  $R_{\text{пр}}$  - прямое СИ, поступающее от Солнца на приемную площадку в виде параллельных лучей;  $R_d$  - диффузное, или рассеянное молекулами атмосферных газов и аэрозолей СИ;  $R_{\text{отр}}$  - отраженная земной поверхностью доля СИ (для большей части поверхности Земли эта составляющая  $R_S$  обычно незначительна и не учитывается вообще или приближенно учитывается в расчетах). При этом в течение как коротких (минуты, часы), так и длительных (сутки, недели) интервалов времени в данной точке Земли может отсутствовать полностью или частично составляющая  $R_{\text{пр}}$ . Наконец, вочные часы отсутствует и  $R_S$  в целом. Это означает, что солнечная энергетическая установка (СЭУ) на Земле имеет нулевую гарантированную мощность при использовании только СИ без сочетания с другими источниками энергии. Кроме того, СИ достигает своего максимума в летний период, когда в России обычно происходит закономерное уменьшение потребления электроэнергии. Соответственно, максимум зимнего потребления энергии в стране приходится на период минимального прихода СИ.

Поток СИ на Земле существенно меняется, достигая максимума в  $2200 \text{ (кВт} \cdot \text{ч})/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$  для северо-запада США, запада Южной Америки, части юга и севера Африки, Саудовской Аравии и Центральной части Австралии. Россия находится в зоне, где поток СИ меняется в пределах от 800 до  $1400 \text{ (кВт} \cdot \text{ч})/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$ . При этом продолжительность солнечного сияния в России находится в пределах от 1700 до 2000 ч/год и несколько более. Максимум указанных значений на Земле составляет более 3600 ч/год. За год на всю

территорию России поступает солнечной энергии больше, чем энергия от всех российских ресурсов нефти, газа, угля и урана.

### 2.7.3 Вывод

В настоящее время СФЭУ с успехом используются в ряде стран мира, особенно в Японии, Германии и США. В Японии и Германии развитию СФЭУ способствовали специальные государственные программы поддержки этого нетрадиционного сектора современной энергетики. В Германии вначале была принята и успешно реализована в начале 90-х годов XX в. программа «1000 солнечных крыш», а сегодня также успешно реализуется программа «100 тысяч фотоэлектрических крыш». В 1995—1996 гг. в Японии приступили к реализации программы «70000 фотоэлектрических крыш». В 1998 года эта программа была пересмотрена в сторону увеличения до 1 млн крыш. В США с 1997 года реализуется программа «Миллион солнечных крыш».

В 2000 г. США обнародовали новую перспективную цель энергетики страны: строительство солнечной электростанции в Техасе размером 107x107 миль, которая могла бы полностью обеспечить потребности США в электроэнергии. По экспертным оценкам, вновь вводимая за год мощность СФЭУ в мире в 2005 г. составит 200 МВт, а в 2010 г. — 700 МВт при среднегодовом приросте около 25 %.

В настоящее время в России имеются хорошая научная база для развития фотоэнергетики и мощное промышленное производство (в Москве, Санкт-Петербурге, Краснодаре, Рязани и других городах), которое способно создавать практически любые современные СФЭУ любого назначения. Для широкого практического внедрения фотоэлектричества необходима его правовая поддержка государством, а также дальнейшее снижение стоимости 1 кВт установленной мощности.

## 2.8 Практическое занятие № 8. (Семинар) Ветровая энергетика

Цель работы: Изучить особенности конструкции ветроустановок и принцип действия автономных ветроэлектростанций.

### 2.8.1 Вопросы для подготовки

1. Энергия воздушного потока.
2. Классификация ветровых энергетических установок.
3. Принцип работы ветровых энергетических установок.
4. Установленная мощность ветровых установок в странах мира
5. Преимущества и недостатки ВЭС.
6. Экологический аспект эксплуатации ВЭС.
7. Развитие ветровой энергетики в России.

### 2.8.2 Актуальность ветроэнергетики

Первым устройством, которое преобразовало энергию ветра в движущую силу, был парус. Это изобретение насчитывает около 6 тысяч лет, однако до сих пор оно обладает наибольшим КПД среди прочих известных ветроагрегатов. Позднее были придуманы мельницы, которые поднимали камни, вращали мукомольные жернова и качали воду.

Современные технологии позволили создать ветряные электростанции. Они представляют собой несколько ветрогенераторов, которые собраны в одном или нескольких местах [1]. Большие ветряные электростанции могут работать на 100 или более генераторах. Их строят в местах, где средняя скорость ветра достигает 4,5 м/с. Перед их установкой исследуется потенциал местности, для чего на высоте 10 метров устанавливаются анемометры. Они измеряют, насколько эффективна та или иная местность для строительства ветряной электростанции. Как известно, скорость ветра увеличивается с высотой. Именно поэтому строительство ветряных электростанций происходит, как правило, на вершинах холмов.

При установке подобных сооружений учитывается экологическая безвредность данного метода получения энергии. Так, в Германии, Британии,

Голландии и Дании принят норма, ограничивающая уровень шума от ветряной электростанции: 45 децибел днём и 35 децибел – ночью. Наименьшее расстояние от жилых домов должно составить 300 м. Следует отметить, что ветряные электростанции не работают, когда начинается сезонная миграция птиц. Так человек заботится об окружающей среде.

Энергетические запасы ветра превышают количество гидроэнергии всех рек Земли в сотню раз. На высотах 7-14 км от поверхности земного шара его мощность ветра в 10-15 раз выше, что открывает большие возможности в сфере ветроэнергетики. Высотные потоки ветра постоянны и неизменны на протяжении года. Шанс воспользоваться неиссякаемым источником энергии и существенно снизить её стоимость заставляет изучать ветроэнергетику и внедрять новые технологии.

За последние годы ветроэнергетика стала по-настоящему бурно развивающейся отраслью современной «чистой» или, как ее еще называют, «зеленой» энергетики. Средства преобразования кинетической энергии ветрового потока в механическую, тепловую, и электрическую формы энергии занимают все большую долю в энергетической мировой отрасли.

Запасы этой энергии неисчерпаемы, поскольку ветер возникает в результате действия солнца, а уровень вредных выбросов при такой генерации практически нулевой. Объемы же выбросов в атмосферу вредных веществ и парниковых газов при сжигании традиционного топлива способствуют изменению климата и негативно сказываются на здоровье человека. Таким образом, налицо тенденция к успешному, и все большему освоению возобновляемых источников «чистой» энергии. Так, к 2020 году Дания намерена за счёт энергии ветра обеспечить 50 % потребностей населения. Германия планирует заменить традиционные способы добычи энергии на инновационные, которые являются на 19,6 % более безопасными. Таким образом, будущее ветряных электростанций определено: они постепенно вытеснят опасные для окружающей среды источники энергии.

### 2.8.3 Конструкции ветроколес

В настоящее время применяются две основные конструкции ветроколес: горизонтально-осевые и вертикально-осевые ветродвигатели (См. рисунок 20), использующие подъёмную силу крыла. Оба типа ВЭУ имеют примерно равный КПД, однако наибольшее распространение получили ветроагрегаты первого типа. Мощность ВЭУ такой конструкции может быть от сотен ватт до нескольких мегаватт [1].

Основными компонентами ветроустановки, кроме собственно ветроколеса, являются башня, мультиплиткатор и генератор. В зависимости от мощности ВЭУ диаметр ветроколеса может составлять от одного до нескольких десятков метров, а номинальная частота его вращения от 15 до 100 об/мин. Мультиплиткатор (редуктор) служит для повышения числа оборотов ветроколеса и согласования с частотой вращения генератора. ВЭУ небольшой мощности могут не содержать мультиплиткатор.

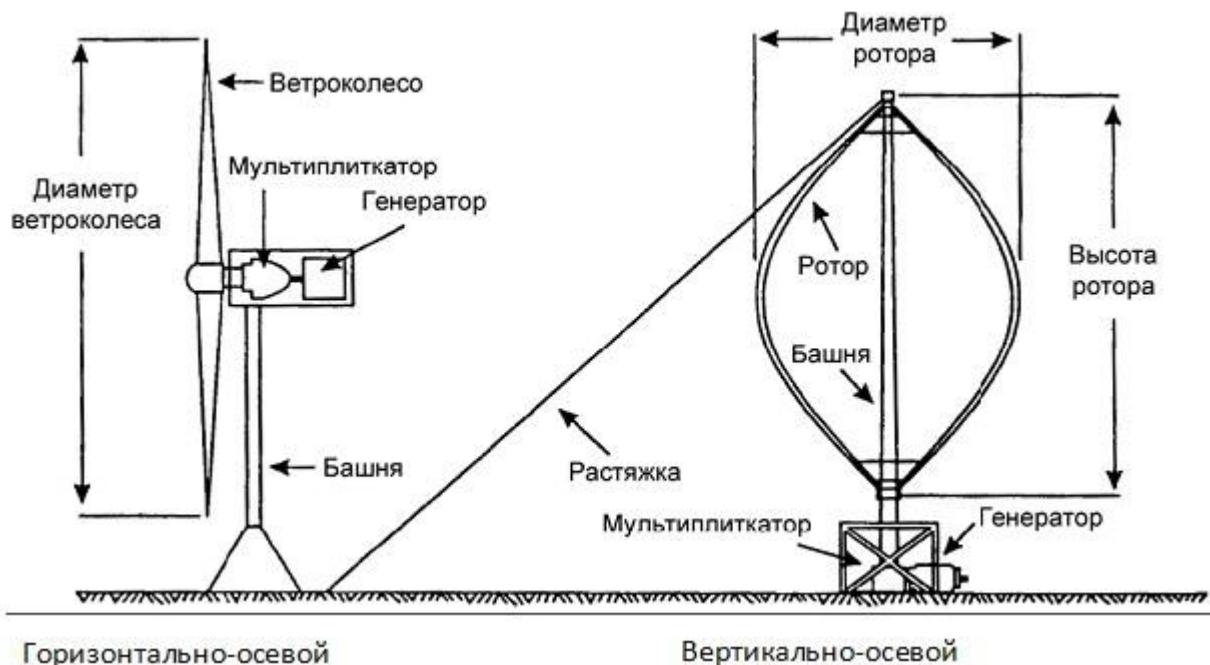


Рисунок 20 - Устройство современных ветроэнергетических установок

Реальный коэффициент использования энергии ветра всегда меньше теоретического за счёт образования вихрей, сходящих с концов лопастей,

профильных потерь, которые вызываются трением струй воздуха о поверхность крыла, потерь на кручение струи, потерь, происходящих вследствие неполного использования всей ометаемой площади крыла.

В зависимости от числа лопастей различают ветроколеса быстроходные (менее 4), средней быстроходности (от 4 до 8) и тихоходные (более 8 лопастей).

Быстроходность ветроколеса оценивается числом модулей, равным отношению окружной скорости внешнего конца радиуса лопасти, вращающейся с угловой скоростью, к скорости набегающего потока.

Чем больше число лопастей рабочего колеса, их ширина и угол поворота лопастей относительно плоскости вращения, тем при прочих равных условиях, быстроходность двигателя ниже.

Основным типом ветродвигателя, получившим практическое применение, является двигатель крыльчатой конструкции, в котором вращающий момент создается за счет аэродинамических сил, возникающих на лопастях рабочего ветроколеса. В большинстве стран выпускают и применяют только крыльчатые ветродвигатели. Они отличаются большими коэффициентами использования энергии ветра и значительно большей быстроходностью.

Крыльчатые ветродвигатели с горизонтальной осью вращения наиболее эффективны, когда поток воздуха перпендикулярен плоскости вращения лопастей. Для обеспечения этого условия в составе ВЭУ требуется устройство автоматического поворота оси вращения. Обычно эту роль выполняет крылостабилизатор. Ветродвигатели с вертикальной осью вращения могут работать при любом направлении ветра без изменения своего направления.

Так как основным фактором, определяющим производительность ВЭУ, является скорость ветра (См. рисунок 21), производители ветроэнергетического оборудования приводят в документации на ветроагрегат такие важные показатели как минимальная, номинальная и максимальная скорость ветра.

За минимальную скорость ветра принимают скорость, при которой обеспечивается вращение ветроколеса с номинальной частотой вращения и нулевой производительностью (холостой ход).

Номинальная (расчетная) скорость ветра – это скорость, при которой ВЭУ развивает номинальную мощность. Под номинальной мощностью ВЭУ следует понимать максимальное значение выходной мощности, на которую рассчитана энергетическая установка в длительном режиме работы.

Максимальная скорость ветра - это скорость ветра, при которой расчетная прочность ветроагрегата позволяет производить энергию без повреждений. При скоростях ветра выше максимальной скорости ВЭУ должна быть выведена из работы.



Рисунок 21 - Типичные зависимости выходной мощности ВЭУ от величины нагрузки

Необходимость бесперебойного электроснабжения потребителей обуславливает наличие в составе автономной электростанции гарантированного

источника питания, способного обеспечить потребителя необходимой электрической энергией в периоды ветрового затишья и слабых ветров. В качестве такого источника в автономных ветроэлектростанциях (ВЭС) чаще всего используют аккумуляторные батареи. Структурная электрическая схема автономной ВЭС представлена на рисунке 22. Так как аккумуляторная батарея работает на постоянном токе, а большинству потребителей требуется ток переменный, в составе автономной ВЭС необходимо предусмотреть устройство для преобразования постоянного тока в переменный – инвертор. Необходимую выходную мощность инвертора определяет пиковая нагрузка, а емкость аккумуляторных батарей выбирается исходя из необходимого запаса энергии, который нужно обеспечить электростанции для покрытия электрических нагрузок в периоды простоя ветроагрегата.

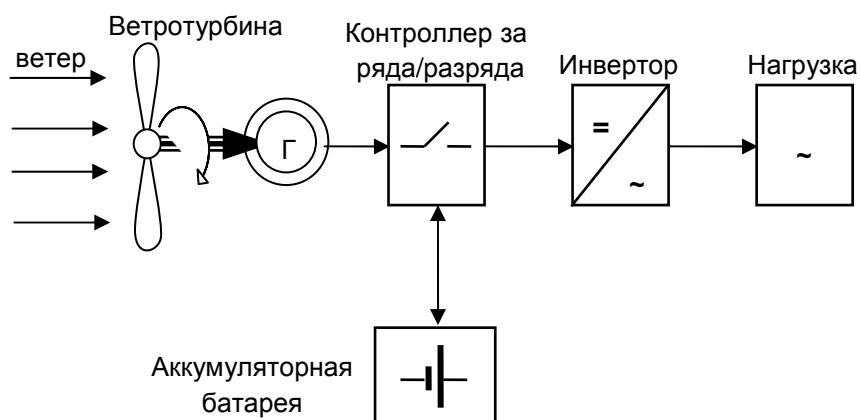


Рисунок 22 - Структурная схема автономной ветроэлектростанции

Для оптимизации процессов заряда и разряда аккумуляторных батарей в состав установки входит контроллер заряда и разряда. Необходимость применения в составе ВЭС контроллера заряда и разряда связана с тем обстоятельством, что аккумуляторные батареи очень критичны к величине зарядного тока и глубине разряда. Использование контроллера заряда позволяет существенно продлить срок службы аккумуляторов и снизить эксплуатационные затраты на обслуживание электростанции.

Использование в составе автономной ВЭС аккумуляторных батарей, контроллера заряда и инвертора повышают затраты на 1 кВт установленной мощности электростанции, однако это позволяет значительно упростить конструкцию ветроагрегата. Так как стабилизация выходных электрических параметров электростанции обеспечивается при помощи аккумуляторов и инвертора, нет необходимости в стабилизации частоты вращения ветроколеса и регулировании величины выходного напряжения электрического генератора. Современным решением конструкции генератора ветроэлектростанции малой мощности является безредукторный многополюсный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов и полупроводниковым выпрямителем выходного напряжения якорной обмотки. Ветроколесо выполняется с жестко закрепленными лопастями, и его частота вращения определяется только силой ветра и величиной нагрузки. Для защиты от буревых ветров ветродвигатель оснащен специальным механизмом, выводящим ветроколесо из-под ветра.

Невысокие массогабаритные показатели аккумуляторов и их сравнительно небольшой срок службы ограничивают применение представленной выше схемы ВЭС мощностями до 10 кВт. Подобные ВЭС находят практическое применение в качестве источника электроснабжения отдельных домов, коттеджей, небольших ферм, телекоммуникационных, метеорологических объектов и т.п.

Для электроснабжения более крупных потребителей (деревень, поселков, геологических объектов и т.п). используют ветродизельные электростанции. В таких электростанциях дизель-генератор выполняет роль гарантированного источника электропитания, а ВЭУ, покрывая часть электрической нагрузки потребителя, обеспечивает экономию дорогостоящего дизельного топлива.

Во многих странах появилась даже новая отрасль – ветроэнергетическое машиностроение. Мировыми лидерами в ветроэнергетике являются США, Германия, Испания, Нидерланды, Дания, Индия.

В ряде стран и регионов доля электроэнергии, генерируемой ветровыми станциями, составляет реальную конкуренцию традиционной энергетике. В Дании

за счет энергии ветра производится 20 % электроэнергии, в Испании этот показатель достиг 8 %, в Голландии и Северных землях Германии 10 %. Приводимые цифры показывают, что ветроэнергетика уже сегодня вносит значительный вклад в энергетический баланс ряда стран.

Принцип действия ветроэнергетической установки (ВЭУ) заключается в преобразовании энергии ветра в механическую энергию вращающегося ветроколеса, а затем в электрическую энергию. Ранее в ветроустановках применялись ветроколеса так называемого «активного» типа (карусельного и парусного типа, Савониуса и др.), использующие силу давления ветра. Эти ветроколеса имеют очень низкий КПД (менее 20%), поэтому в настоящее время для производства энергии они не применяются.

#### 2.8.4 Вывод

Весьма ощутимы успехи развития ветроэнергетики в мире, где ежегодный прирост мощности в последнее пятилетие составляет 30 % и более в разных странах. На 01.01.2002 г. общая установленная мощность в мире составила 24927 МВт при годовом приросте мощности 6824 МВт. По оценкам экспертов, установленная мощность ВЭУ в мире к 2006 году вырастет по сравнению с современным уровнем более чем в 3 раза и достигнет 79362 МВт. При этом абсолютным лидером здесь является Германия, где установленная мощность на 01.01.2002 г. составила 8734 МВт (при годовом приросте в 30 %) при прогнозе на 2006 г. — 20484 МВт. В России построена Крюковская ВЭС мощностью 5,1 МВт (20 агрегатов по 225 кВт и один агрегат 600 кВт, г. Калининград), Анадырская ВЭС (Чукотка) мощностью 2,5 МВт (10 агрегатов по 250 кВт) и строится Элистинская ВЭС (Калмыкия) мощностью 22 МВт (22 агрегата по 1 МВт).

## Список использованных источников

1. Безруких, П.П. Ветроэнергетика: справочно-методическое издание / П.П. Безруких, П.П. Безруких (мл.), С.В. Грибков. – М.: «Интерэнерго-Издат», «Теплотехник», 2014. – 304 с.
2. Бутузов, В.А. Использование солнечной энергии для производства тепловой энергии: справочно-методическое издание / В.А. Бутусов, В.В. Бутусов. – М.: «Интерэнерго-Издат», «Теплотехник», 2015. – 304 с.
3. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий. – М.: Изд-во ИНФРА, 2007. – 278 с.
4. Веселовский, О.Н. Очерки по истории электротехники / О.Н. Веселовский, Я.А. Шнейберг. – М.: Изд-во МЭИ, 1993. – 252 с.
5. Гвоздецкий, В. Л. План ГОЭЛРО. Мифы и реальность / В.Л. Гвоздецкий // Наука и жизнь. – 2001 - №5. – С. 25-30.
6. Геотермальная энергетика: справочно-методическое издание / Г.В. Томаров, А.И. Никольский, В.Н. Семенов, А.А. Шипков. – М.: «Интерэнерго-Издат», «Теплотехник», 2015. – 304 с.
7. Глебов, И.А. История электротехники / И.А. Глебов. – М.: Изд-во «Наука», 1999. – 524 с.
8. Елистратов, С.Л. Тепловые насосы - одна из основных технологий энергосбережения в Новосибирской области / С.Л. Елистратов, В.Е. Накоряков // Сб. материалов «Программа энергоэффективности и энергобезопасности Новосибирской области до 2020 года». - Новосибирск, 2005. - Вып.1. - С. 244 -248.
9. Кудрин, Б. И. О концепции государственного плана рыночной электрификации России / Б.И. Кудрин // Электрика. – 2009 – № 8.– С. 3–12.
10. Карпеш, М.А. Тепловой насос. Руководство по базовым экспериментам ТН.001 РБЭ (2901) / М.А. Карпеш, П.Н. Сенигов. – Челябинск: Инженерно-производственный центр «Учебная техника», 2013. – 14 с.
11. Кондрашов, А.П. Справочник необходимых знаний от альфы до омеги / А.П. Кондрашов; Ю.В. Страналюк. - М.: Рипол Классик, 2002. 768 с.

12. Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков: учебник для вузов. – Ижевск: НИЦ «РХД», 2007. – 592 с.
13. Масленников, В.В. Применение теплонасосных установок в тепловых схемах ТЭС / В.В. Масленников, В.С. Павлов, А.С. Траченко // Энергетическое строительство.- 1994.- №2. - С. 37-40. (9)
14. Николаев, Ю.Е. Определение эффективности тепловых насосов, использующих теплоту обратной сетевой воды ТЭЦ / Ю.Е. Николаев, А.Ю. Бакшеев // Промышленная энергетика.- 2007.- № 9.- С. 14-17.
15. Осипов, А.Л. Исследование и разработка схем теплоснабжения для использования низкопотенциального тепла на основе применения теплонасосных установок: автореф. дис. канд.техн.наук / А.Л. Осипов. - Казань, 2005. 16 с.
16. Попов, А.В. Анализ эффективности различных типов тепловых насосов / А.В. Попов // Проблемы энергосбережения. – 2005. - №1-2, E-mail: [teplosibmash.ru](http://teplosibmash.ru) (дата обращения: 26.02.2017).
17. Родионов, В. Г. Энергетика: проблемы настоящего и возможности [Электронный ресурс] / В. Г. Родионов. – М.: ЭНАС, 2010. – 344с.
18. Розанов, Ю. К. Основы современной энергетики. Том 2: Современная электроэнергетика: учебник для вузов / Ю. К. Розанов, В. А. Старшинов, С. В. Серебрянников. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 632с.
19. Сидорович, В.А. Мировая энергетическая революция: Как возобновляемые источники энергии изменят наш мир / В.А. Сидорович. – М.: Альпина Паблишер, 2015. – 208 с.
20. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электрические станции / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 380 с.
21. Шумилов, М.И. История России: конец XIX – начало XX века: учебное пособие / М.И. Шумилов, М.М. Шумилов – Ростов на Дону, Феникс, 2005. – 160 с.