**Контрольная работа №4**

**2.1 Методика расчета тепловой схемы паротурбинной установки**

В настоящей выпускной контрольной работе производится тепловой расчет паровой турбины на основании исходных параметров с составлением балансов основных потоков пара и воды и построением hS-диаграммы теплового расширения пара в отдельных точках тепловой схемы. Определение параметров пара в отдельных точках производится с помощью программного комплекса «Диаграмма HS для воды и водяного пара» version 2.5.2017.125.

Принципиальная тепловая схема ПГУ с КУ для расчета приведена на рисунке 11.

**2.1.1 Составление балансов основных потоков пара и воды**

Для нахождения расхода пара от парогенерирующей установки (котла-утилизатора) на паровую турбину необходимо учитывать число контуров генерируемого пара, расход пара на теплофикационный отбор и расход пара на конденсатор. Так же необходимо учесть потери рабочего тела и снижение его параметров на транспорте.

Расход пара на турбину G0 ниже его расхода от котла-утилизатора Gп на величину утечек Gут в тепловой схеме

G0 = Gп – Gут. (1.1)

При этом

Gут = αут ∙ Gп. (1.2)

где относительную величину утечек пара, условно относимых к участку паропровода между КУ и ПТ в зависимости от совершенства схемы можно принимать равной:

* для конденсационных ПГУ αут ≈ 0,01;
* для теплофикационных ПГУ αут ≈ 0,012;
* для ПГУ с отборами пара на производство αут ≈ 0,015.

Расход пара через проточную часть турбины Gт находится с учетом протечек через уплотнения ПТ Gупл.

Gт = G0 – Gупл. (1.3)

где

Gупл = αупл ∙ G0. (1.4)

Для ПГУ с двухконтурным КУ можно условно отнести протечки через передние уплотнения ЧВД и уплотнения стопорного и регулирующих клапанов на расход пара ВД, а протечки через концевые уплотнения цилиндров на расход пара НД, и принять соответствующие значения энтальпии.

Относительная величина протечек оценивается в размере αупл ≈ 0,02.

В общем случае расход добавочной воды Gдв, подаваемой в тепловую схему с целю восполнения внутренних потерь конденсата в ПТ равен

Gдв = Gут + Gупл. (1.5)

**2.1.2 Построение процесса расширения пара в ПТ на hS-диаграмме**

В приближенных расчетах графическое представление процесса расширения в hS-диаграмме составляется из горизонтальных линий дросселирования пара (в органах паровпуска и регулируемых отборов пара и пр.) и политроп расширения в отдельных отсеках (частях) проточной части, наклон которых определяется относительным внутренним КПД турбины.

Перед построением необходимо найти параметры пара в узловых точках: перед органами парораспределения (стопорными и регулирующими клапанами и пр.), на выходе из цилиндров и пр.

Параметры пара в теплофикационном отборе рассчитывается для максимального давления в отборе.

Для определения степени дросселирования пара в узловых точках схемы задаются потери давления в регулирующих и стопорных клапанах перед турбиной в пределах 5..10%.

При получении в котле-утилизаторе пара нескольких давлений пар из части низкого давления КУ смешивается в паровой турбине с основным потоком пара.

При проектировании необходимо выбирать давление и температуру генерируемого в КУ пара, и точку ввода пара в цикл ПТУ таким образом, чтобы эти потоки имели по возможности равные параметры. При соблюдении этого условия в приближенных расчетах можно принять, что смешение никак не отражается на построении процесса расширения в hS-диаграмме, и изменяется только расход пара. В камере смешения принимается потеря давления на уровне 1..2%.

Внутренний КПД проточной части одноцилиндровой турбины принимается равным для части высокого и части низкого давления – 0,82.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ФИО | Вариант | КПД |
| Бешевец Д.С. | 1 | 0,82 |
| Вайнарович В.В. | 2 | 0,81 |
| Баландин М.А. | 3 | 0,8 |
| Бородин И.В. | 4 | 0,79 |
| Полшков А.В. | 5 | 0,78 |
| Просеков М.В. | 6 | 0,77 |
| Козлов Н.В. | 7 | 0,82 |
| Хабинская М.С. | 8 | 0,81 |
| Тимошкин А.Я. | 9 | 0,8 |
| Тютюнников Г.Ю. | 10 | 0,82 |

**2.2 Расчет тепловой схемы паротурбинной установки**

**2.2.1 Составление балансов основных потоков пара и воды**

Таблица 1 - Исходные параметры для теплового расчета турбины:

| **№ п/п** | **Наименование параметра** | **Значение** | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Котел утилизатор горизонтального типа** | | | | | | | | | | |
|  | **Контур высокого давления** | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Номинальная паропроизводительность (GВД), т/ч | 100 | 101 | 102 | 103 | 104 | 105 | 106 | 107 | 108 |
| 2 | Температура пара на выходе (TВД), °С | 550 | 540 | 535 | 555 | 540 | 534 | 550 | 540 | 545 |
| 3 | Давление пара на выходе (PВД), МПа | 9,3 | 9,2 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,5 | 9,2 | 9,3 | 9,4 |
|  | **Контур низкого давления** | | | | | | | | | |
| 4 | Номинальная паропроизводительность (GНД), т/ч | 20 | 19 | 20,5 | 21 | 20 | 19,5 | 19 | 20 | 19,5 |
| 5 | Температура пара на выходе (TНД), °С | 230 | 225 | 235 | 240 | 230 | 229 | 225 | 230 | 229 |
| 6 | Давление пара на выходе (PНД), МПа | 0,5 | 0,55 | 0,6 | 0,65 | 0,5 | 0,45 | 0,5 | 0,55 | 0,6 |
| **Параметры теплофикационного отбора** | | | | | | | | | | |
| 7 | Номинальный расход пара (GТФ), т/ч | 98 | 99 | 100 | 101 | 102 | 101 | 100 | 99 | 102,5 |
| 8 | Максимальное давление пара (PТФ.макс), МПа | 0,248 | 0,248 | 0,248 | 0,248 | 0,248 | 0,248 | 0,248 | 0,248 | 0,248 |
| 9 | Минимальное давление пара (PТФ.мин), МПа | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 |
| 10 | Максимальная температура пара (TТФ.макс), °С | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| **Конечные параметры пара** | | | | | | | | | | |
| 11 | Конечное давление пара (PК), МПа | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 | 0,007 |
| 12 | Температура пара (TК), °С | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 |
| **Электрогенератор тип DG 215ZC-04** | | | | | | | | | | |
| 13 | Электрическая мощность (NЭГ), МВт | 35 | 35,2 | 35,4 | 35,6 | 35,8 | 36,0 | 36,2 | 36,4 | 36,65 |

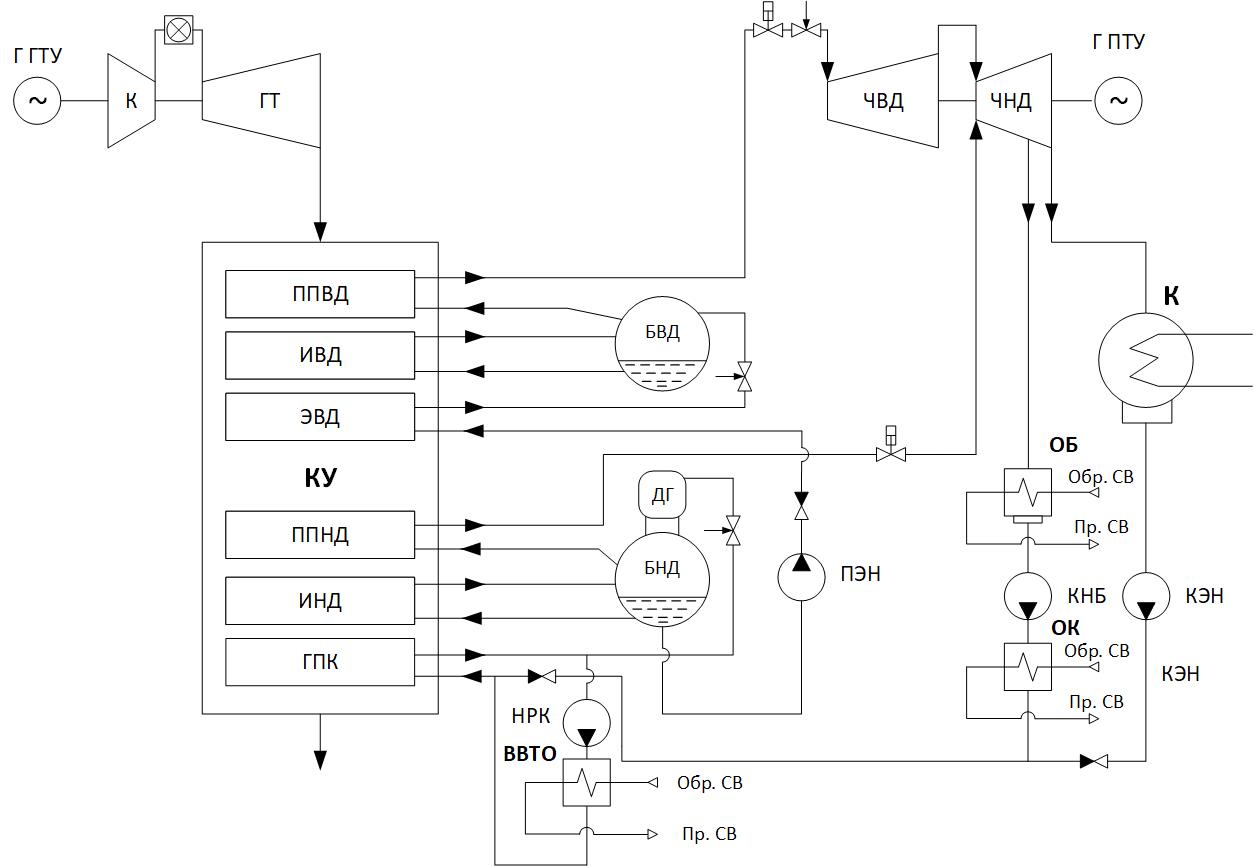


Рисунок 11 − Принципиальная тепловая схема ПГУ с КУ

2.2.1.1 Определяем по формуле (1.2) потери пара в паропроводе высокого давления от КУ до паровой турбины, при этом принимаем коэффициент потерь в паропроводе, равным αут.вд = 0,01, при Gп = GВД:

Gут.вд = αут.вд ∙ GВД; Gут.вд  = 0,01 ∙ 108 = 1,080 (т/ч).

2.2.1.2 При расчете потерь пара на уплотнения, учитывая выбор для расчета одноцилиндровой турбины, принимаем потери концевых уплотнений цилиндров равными нулю, а коэффициент потерь пара в уплотнениях на высоком давлении принимаем равным αупл. = 0,001, тогда по формуле (1.4) определим величину протечки через уплотнения ПТ:

Gупл. = αупл ∙ GВД; Gупл. = 0,001 ∙ 108 = 0,108 (т/ч).

2.2.1.3 Принимая во внимание формулы (1.1) и (1.3) вычисляем расход пара через проточную часть турбины до камеры смешения с паром НД с учетом потерь пара в паропроводе ВД и в пароуплотнениях ПТ:

Gт.вд = GВД – Gут.вд – Gупл.; Gт.вд = 108 – 1,16 – 0,108 = 105,84 (т/ч).

2.2.1.4 Определяем по формуле (1.2) потери пара в паропроводе низкого давления от КУ до паровой турбины, при этом принимаем коэффициент потерь в паропроводе равным αут.нд = 0,01, при Gп = GНД:

Gут.нд = αут.нд ∙ GНД; Gут.нд = 0,01 ∙ 19,50 = 0,195 (т/ч).

2.2.1.5 По формуле (1.1) определим расход пара на турбину по низкому давлению:

Gт.нд = GНД – Gут.вд ; Gт.нд  = 19,50 – 0,195 = 19,30 (т/ч).

2.2.1.6 Рассчитаем необходимый расход добавочной воды, для восполнения потерь пара в ПТ по формуле (1.5):

Gдв = Gут.вд + Gупл. + Gут.нд ; Gдв = 1,080 + 0,108 + 0,195 = 1,38 (т/ч).

2.2.1.7 Составим уравнения пароводяного баланса ПТ:

GВД + GНД = GТФ + GК + Gдв (1.6)

2.2.1.8 Из уравнения (1.6) определим расход пара в конденсатор при номинальном расходе пара на теплофикацию GТФ = 102,5 т/ч:

GК = GВД + GНД – GТФ – Gдв; GК = 108 + 19,5 – 102,5 – 1,38 =23,62 (т/ч).

**2.2.2 Построение процесса расширения пара в турбине на hS-диаграмме в максимальном теплофикационном режиме.**

2.2.2.1 На принятой к расчету принципиальной тепловой схеме ПГУ отобразим узловые точки, в которых будем определять параметры пара: давление, температуру, энтальпию и энтропию (см. Рисунок 12).

2.2.2.2 По давлению пара в паропроводе высокого давления PВД = 9,4 МПа и температуре перегретого пара высокого давления на выходе из котла TВД = 545 °С с помощью программного комплекса «Диаграмма HS для воды и водяного пара» version 2.5.2017.125. определяем энтальпию и энтропию пара в точке 1:

h1 = 3495,53 (кДж/кг); S1 = 6,78 (кДж/кг∙К)

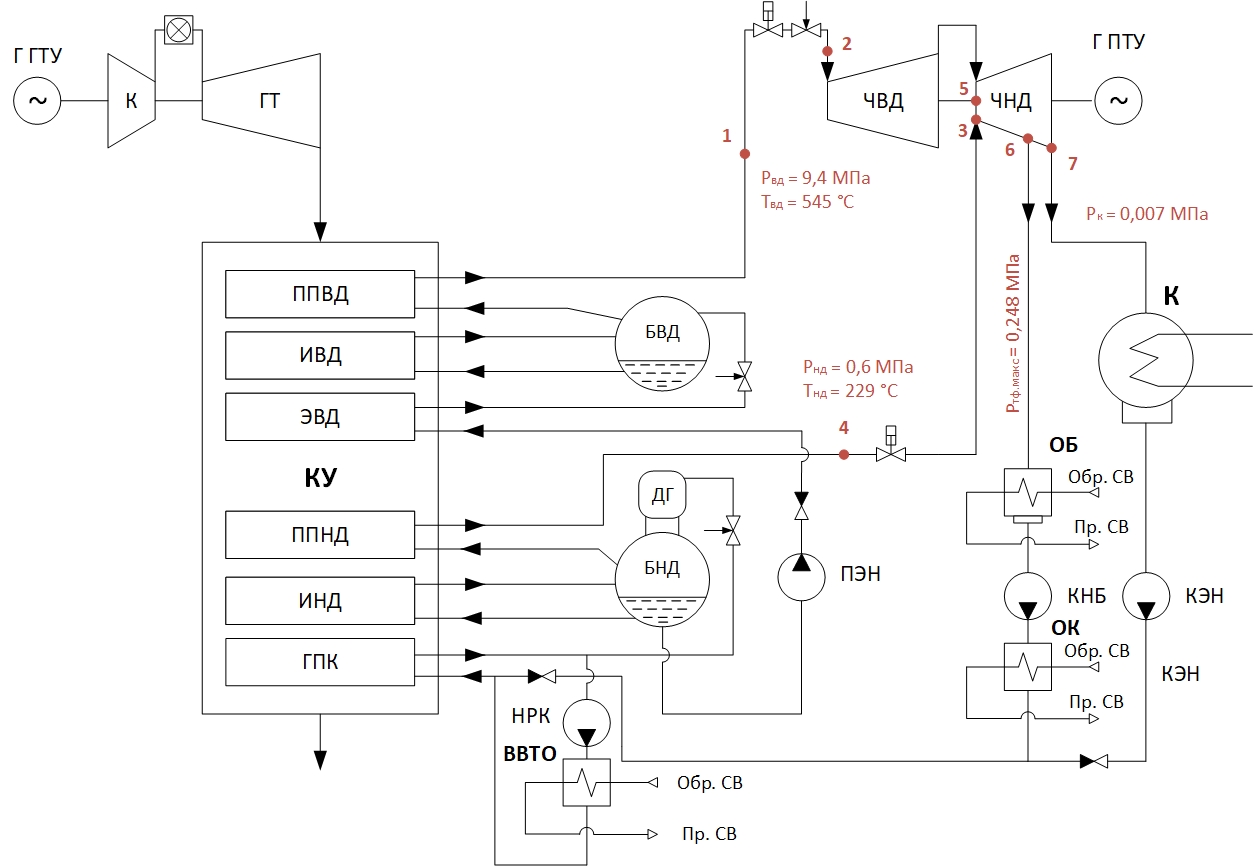


Рисунок 12 – Принципиальная расчетная тепловая схема ПГУ с КУ

2.2.2.3 Далее строим процесс дросселирования пара в стопорном и регулирующих клапанах при условии потери давления при дросселирования принимаемом 7% и определяем параметры пара в точке 2 по условию равенства энтальпий:

h2 = h1 = 3495,53 (кДж/кг);

P2 = 0,93 ∙ P1 ; P2 = 0,93 ∙ 9,6 = 8,74 (МПа).

в ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» для P2 и h2 определяем состояние пара на входе в часть высокого давления паровой турбины:

T2 = 542,23 (°С); S2 = 6,81 (кДж/кг∙К).

2.2.2.4 Для дальнейшего расчета теплового расширения пара в ПТ необходимо определить параметры пара в точке 3, для этого по давлению пара в паропроводе низкого давления PНД = 0,6 МПа и температуре перегретого пара низкого давления на выходе из котла TНД = 229 °С с помощью программного комплекса «Диаграмма HS для воды и водяного пара» version 2.5.2017.125. определяем энтальпию и энтропию пара в точке 4:

h4 = 2913,24 (кДж/кг); S4 = 7,10 (кДж/кг∙К)

2.2.2.5 Далее строим процесс дросселирования пара в стопорном клапане при условии потери давления при дросселирования принимаемом 10% и определяем параметры пара в точке 3 по условию равенства энтальпий:

h3 = h4 = 2913,24 (кДж/кг);

P3 = 0,90 ∙ P4 ; P3 = 0,90 ∙ 0,6 = 0,54 (МПа).

в ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» для P3 и h3 определяем состояние пара на входе в камеру смешения части низкого давления ПТ:

T3 = 227,83 (°С); S3 = 7,14 (кДж/кг∙К).

2.2.2.6 Принимаем, что поток пара, проходящего часть высокого давления турбины и поток пара поступающего в турбину из паропровода низкого давления имеют равные параметры (точка 3), и как следствие перемешивание этих потоков в камере смешения турбины никак не отражается на построении процесса расширения в hS-диаграмме, и изменяется только расход пара.

2.2.2.7 После определения параметров пара в точке 3, проведя прямую на hS-диаграмме между 2 и 3 точкой получим процесс расширения пара в части высокго давления ПТ.

2.2.2.8 Далее производим расчет давления пара на входе в часть низкого давления ПТ из камеры смешения (точка 5). Потерю давления в камере смешения принимаем равной 2%:

h5 = h3 = 2913,24 (кДж/кг);

P5 = 0,98 ∙ P3 ; P5 = 0,98 ∙ 0,54 = 0,53 (МПа).

в ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» для P5 и h5 определяем состояние пара на входе в часть низкого ПТ из камеры смешения паровой турбины:

T5 = 227,64 (°С); S5 = 7,15 (кДж/кг∙К).

2.2.2.9 Производим расчет процесса расширения пара в части низкого давления турбины до точки регулируемого отбора (точка 6) при условии максимальной теплофикационной нагрузке, т.е. P6 = PТФ.макс. Для этого сначала строим процесс изоэнтропного расширения пара (точка 6/; S6/ = S5) до давления PТФ.макс и с помощью ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» определяем состояние пара для P6 и S6/:

T6/ = 145,09 (°С); h6/ = 2754,95 (кДж/кг).

далее из соотношения КПД части низкого давления ПТ [4]

ηчнд = (h5 – h6/) / (h5 – h6) (2.1)

определим фактическую энтальпию в точке 6:

h6 = h5 – ηчнд ∙ (h5 – h6/);

h6 = 2913,24 – 0,82 ∙ (2913,24 – 2754,95) = 2783,44 (кДж/кг).

По значению h6 = 2783,44 кДж/кг и P6 = 0,248 МПа с помощью ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» вычисляем оставшиеся параметры пара в точке 6:

T6 = 158,62 (°С); S6 = 7,22 (кДж/кг∙К).

2.2.2.10 Соединив точки 5 и 6 получим процесс расширения пара в части низкого давления турбины до точки регулируемого отбора.

2.2.2.11 Далее строим процесс дросселирования пара регулирующей диафрагме при условии потери давления при дросселирования принимаемом 10% и определяем параметры пара в точке 6// по условию равенства энтальпий:

h6// = h6 = 2783,44 (кДж/кг);

P6// = 0,9 ∙ P6 ; P6// = 0,9 ∙ 0,248 = 0,223 (МПа).

в ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» для P2 и h2 определяем состояние пара после регулирующей диафрагмы в части низкого давления паровой турбины:

T6// =157,76 (°С); S6// = 7,327 (кДж/кг∙К).

2.2.2.12 Производим расчет процесса расширения пара в части низкого давления турбины от регулируемой диафрагмы (точка 6//) до точки выхлопа пара в конденсатор (точка 7) при конечном давлении P7 = PК. Для этого сначала строим процесс изоэнтропного расширения пара (точка 7/; S7/ = S6//) до давления PК и с помощью ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» определяем состояние пара для P7 и S7/:

T7/ = 39 (°С); h7/ = 2258,18 (кДж/кг).

далее из соотношения КПД части низкого давления ПТ [4]

ηчнд = (h6// – h7/) / (h6// – h7) (2.1)

определим фактическую энтальпию в точке 7:

h7 = h6// – ηчнд ∙ (h6// – h7/);

h7 = 2783,44 – 0,82 ∙ (2783,44 – 2258,18) = 2352,73 (кДж/кг).

По значению h7 = 2352,73 кДж/кг и P7 = 0,007 МПа с помощью ПК «Диаграмма HS для воды и водяного пара» вычисляем оставшиеся параметры пара в точке 7:

T7 = 39 (°С); S7 = 7,57 (кДж/кг∙К).

2.2.2.13 Соединив точки 6// и 7 получим процесс расширения пара в части низкого давления турбины от регулирующей диафрагмы до выхлопа турбины в конденсатор.

2.2.2.14 Результаты определения параметров пара в различных точках по проточной части турбины заносим в таблицу (см. таблица 2).

2.2.2.15 Графически изображаем процесс расширения пара в турбине (рисунок 13).

Таблица 2 – Результаты определения параметров пара

| **Параметр** | | **P, МПа** | **t, ℃** | **h, кДж/кг** | **S, кДж/(кг·К)** | **ξ** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Узловые точки паротурбинной установки | 1 | 9,4 | 545 | 3495,53 | 6,78 | - |
| 2 | 8,74 | 542,23 | 3495,53 | 6,81 | - |
| 3 | 0,54 | 227,83 | 2913,24 | 7,14 | - |
| 4 | 0,6 | 229 | 2913,24 | 7,10 | - |
| 5 | 0,53 | 227,64 | 2913,24 | 7,15 | - |
| 6/ | 0,248 | 145,09 | 2754,95 | 7,15 | - |
| 6 | 0,248 | 158,62 | 2783,44 | 7,22 | 0,38 |
| 6// | 0,223 | 157,76 | 2783,44 | 7,27 | - |
| 7/ | 0,007 | 39 | 2258,18 | 7,27 | - |
| 7 | 0,007 | 39 | 2352,73 | 7,57 | - |

Рисунок 13 – Процесс расширения пара в ПТ при максимальном теплофикационном режиме

2.2.2.17 Вычислим электрическую мощность ПТУ при максимальной теплофикационной нагрузке:

NЭ.ПТУ = [(GВД – Gут.вд – Gупл.) ∙ (h1 – h7) + (GНД – Gут.нд) ∙ (h3 – h7) – – GТФ ∙ (h6 – h7)] ∙ ηЭηГ. (2.2)

где ηЭηГ – электромеханический КПД паротурбинной установки, принимаем ηЭηГ = 0,98;

GВД, GНД, GТФ – расходы пара подводимого к ЧВД, ЧНД и отбираемого на теплофикацию в кг/с (коэффициент перевода из т/ч в кг/с – 1000/3600), тогда:

NЭ.ПТУ = [(108 – 1,16 – 0,108) ∙ 1000/3600 ∙ (3495,53 – 2352,73) + (19,5 – 0,195) ∙ 1000/3600 ∙ (2913,24 – 2352,73) – 102,5 ∙ 1000/3600 ∙ (2783,44 – – 2352,73)] ∙ 0,98 = 24116,42 (кВт).

**2.2.3 Построение процесса расширения пара в турбине на hS-диаграмме в конденсационном режиме.**

2.2.3.1 Расчет процесса расширения пара во всех характерных точках тепловой схемы в конденсационном режиме производятся аналогично режиму максимальной теплофикационной нагрузки (п. 2.4.2). При построении процесса расширения пара в турбине необходимо учесть снижение давления в теплофикационном отборе до PТФ.мин = P6 = 0,071 МПа, при этом регулирующая диафрагма полностью открыта и потери давления в диафрагме минимальны, принимаем их равными нулю. Расход пара на теплофикацию GТФ = 0.

2.2.3.2 Результаты определения параметров пара в различных точках по проточной части турбины заносим в таблицу (см. таблица 3).

2.2.3.3 Графически изображаем процесс расширения пара в турбине (рисунок 14).

2.2.3.4 Вычислим электрическую мощность ПТУ в конденсационном режиме:

NЭ.ПТУ = [(GВД – Gут.вд – Gупл.) ∙ (h1 – h7) + (GНД – Gут.нд) ∙ (h3 – h7)] ∙ ηЭηГ. (2.3)

где ηЭηГ – электромеханический КПД паротурбинной установки, принимаем ηЭηГ = 0,98,

GВД, GНД – расходы пара подводимого к ЧВД и ЧНД в кг/с (коэффициент перевода из т/ч в кг/с – 1000/3600), тогда:

NЭ.ПТУ = [(108 – 1,16 – 0,108) ∙ 1000/3600 ∙ (3495,53 – 2352,73) + (19,5 – 0,195) ∙ 1000/3600 ∙ (2913,24 – 2352,73)] ∙ 0,98 = 36531,4 (кВт).

Таблица 3 – Результаты определения параметров пара

| **Параметр** | | **P, МПа** | **t, ℃** | **h, кДж/кг** | **S, кДж/(кг·К)** | **ξ** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Узловые точки паротурбинной установки | 1 | 9,4 | 545 | 3495,53 | 6,78 | - |
| 2 | 8,74 | 542,23 | 3495,53 | 6,81 | - |
| 3 | 0,54 | 227,83 | 2913,24 | 7,14 | - |
| 4 | 0,6 | 229 | 2913,24 | 7,10 | - |
| 5 | 0,53 | 227,64 | 2913,24 | 7,15 | - |
| 6/ | 0,071 | 90,31 | 2542,21 | 7,15 | - |
| 6 | 0,071 | 90,31 | 2609,00 | 7,33 | 1 |
| 6// | 0,071 | 90,31 | 2609,00 | 7,33 | - |
| 7/ | 0,007 | 39 | 2276,91 | 7,33 | - |
| 7 | 0,007 | 39 | 2336,69 | 7,52 | - |

**Сделать вывод**

Рисунок 13 – Процесс расширения пара в ПТ в конденсационном режиме

**Перечень принятых сокращений**

|  |  |
| --- | --- |
| АВР | – автоматическое включение резерва |
| АСУ | – автоматизированная система управления |
| БВД | – барабан высокого давления |
| БГК | – бак грязного конденсата |
| БЗК | – бак запаса конденсата |
| БНД | – барабан низкого давления |
| БРОУ | – быстродействующая редукционно-охладительная установка |
| ВВТО | – водо-водяной теплообменник |
| ВД | – высокое давление |
| ВПУ | – вало-поворотное устройство |
| ВТИ | – всероссийский теплотехнический институт |
| Г | – генератор |
| ГПК | – газовый подогреватель конденсата |
| ГРП | – газораспределительныйпункт |
| ГТУ | – газотурбинная установка |
| ДГ | – деаэрационная головка |
| ИВД | – испаритель высокого давления |
| ИНД | – испаритель низкого давления |
| К | – конденсатор |
| КИП | – контрольно-измерительные приборы |
| КПД | – коэффициент полезного действия |
| КПУ | – конденсатор пара уплотнений |
| КТЦ | – котлотурбинный цех |
| КУ | – котел-утилизатор |
| КЭН | – конденсатный электронасос |
| НД | – низкое давление |
| НРК | – насос рециркуляции конденсата |
| НС | – начальник смены |
| НСС | – начальник смены станции |
| ОБ | – основной бойлер |
| ОК | – охладитель конденсата |
| ПГУ | – парогазовая установка |
| ПЛК | – программно-логический комплекс |
| ППВД | – пароперегреватель высокого давления |
| ППНД | – пароперегреватель низкого давления |
| ПРШ | – пористые резиновые шарики |
| ПСВ | – подогреватель сетевой воды |
| ПТ | – паровая турбина |
| ПТУ | – паротурбинная установка |
| ПЭН | – питательный электронасос |
| РОУ | – редукционно-охладительная установка |
| РФ | – Российская Федерация |
| САР | – система автоматического регулирования |
| САУ | – система автоматического управления |
| СВ | – сетевая вода |
| СК | – стопорный клапан |
| СШО | – система шариковой очистки |
| ТБ | – технологическая блокировка |
| ТМО | – тепломеханическое оборудование |
| ТФ | – теплофикация |
| ТЭС | – тепловая электростанция |
| ТЭЦ | – теплоэлектроцентраль |
| УРТ | – условный расход топлива |
| ЧВД | – часть высокого давления |
| ЧНД | – часть низкого давления |
| ШУУ | – шарикоулавливающее устройство |

**Список использованных источников**

1. Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок: методическое пособие по дипломному проектированию для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами» / С.А. Качан. – Минск: БНТУ, 2007. – 130 с.;
2. Источники производства теплоты. Расчет тепловой схемы ТЭС: методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления бакалавриата 140100 «Теплоэнергетика и теплотехника» (профиль «Промышленная теплоэнергетика») всех форм обучения: самост. учеб. электрон. изд. / Сыкт. лесн. ин-т; сост.: Т. Л. Леканова, Е. Г. Казакова. – Электрон. дан. – Сыктывкар: СЛИ, 2014. – Режим доступа: <http://lib.sfi.komi.com>. – Загл. С экрана.
3. Расчет паровой турбины: Метод. указ. Самар. гос. техн.ун-т; сост. И.Н. Денисов. Самара, 2013. С.
4. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева – М.: Издательство МЭИ, 202. – 584 с., ил.
5. Инструкция ИЭ 09 №1 по эксплуатации паровой турбины SST-400 CE3L / г. Курган, ООО «Курганская ТЭЦ», 2019 г.
6. Правила эксплуатации турбины SST-400 / Разраб. Хендрих. Siemens, 2013 г.
7. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2002. 550 с.
8. Андрющенко А.И., Лапшов В.Е. Парогазовые установки электростанций. – М. –Л.: Энергия, 1965. – 246 с.
9. Качан А.Д., Качан С.А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭС: Учебное пособие для студентов специальности 1-43 01 04 – «Тепловые электрические станции». – Мн.: БНТУ, 2004.
10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. <http://docs.cntd.ru/document/901865958>.
11. РД 34.03.201-97 Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.
12. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением".
13. ГОСТ 29328-92 Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.