

ВЫРАБОТКА ЭНЕРГИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

*к практическим занятиям по дисциплинам «Выработка энергии»
и «Выработка электроэнергии»
для студентов магистратуры направлений подготовки
08.04.01 «Строительство» (программа «Теплогазоснабжение населенных
мест и предприятий»), 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
(программа «Теплоэнергетика и теплотехника»)
всех форм обучения*

Воронеж 2023

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Воронежский государственный технический университет»**

Кафедра теплогазоснабжения и нефтегазового дела

ВЫРАБОТКА ЭНЕРГИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**к практическим занятиям по дисциплинам
«Выработка энергии» и «Выработка электроэнергии»
для студентов магистратуры направлений подготовки
08.04.01 «Строительство» (программа «Теплогазоснабжение населенных
мест и предприятий»), 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
(программа «Теплоэнергетика и теплотехника»)
всех форм обучения**

Воронеж 2023

УДК 621.3(07)
ББК 31.2я7

Составители: Д. Н. Китаев, С.О. Харин

Выработка энергии: методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Выработка энергии» и «Выработка электроэнергии» для студентов направлений подготовки 08.04.01 «Строительство» (программа «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий»), 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» (программа «Теплоэнергетика и теплотехника») всех форм обучения / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост.: Д. Н. Китаев, С. О. Харин. – Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2023. – 22 с.

Приводятся примеры расчетов оборудования теплоэлектростанций, технико-экономических и режимных показателей. Представлены индивидуальные задания для практических занятий.

Предназначены для студентов магистратуры направлений 08.04.01 «Строительство», 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения.

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле МУ_ВЭ_ПР.pdf.

Табл. 8. Библиогр.: 6 назв.

УДК 621.3(07)
ББК 31.2я7

Рецензент – Н. А. Драпалюк, канд. техн. наук, доцент кафедры жилищно-коммунального хозяйства ВГТУ

*Издается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наблюдается рост потребления энергоресурсов. Как известно, наиболее экономично вырабатывать электрическую и тепловую энергию в едином (комбинированном) цикле. В Российской Федерации подобные циклы осуществляются на теплоэлектростанциях (ТЭС) различного типа. В среднем доля выработки электроэнергии на ТЭС составляет порядка 65%, а тепловой энергии 50%. Исторически наибольшее распространение получили паротурбинные установки (ПТУ), а в последнее время строятся преимущественно парогазовые (ПГУ).

Распоряжением Правительства РФ от 9.06.2020г. №1523-р утверждена энергетическая стратегия на период до 2035г. Как и в предыдущих стратегиях, в области электроэнергетики сохраняется приоритет выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме, в области теплоснабжения - повышения эффективности систем централизованного теплоснабжения с учетом приоритета повышения уровня когенерации. Одним из целевых показателей энергетической стратегии является увеличение доли выработки электрической энергии теплоэлектроцентралями по теплофикационному циклу с 30,4% (2018г.) до 40 % (к 2035г.). В ближайшие годы большое внимание должно быть уделено снижению удельных расходов топлива на единицу выработанной энергии и потерь при транспортировке потребителю.

Для реализации национальной стратегии развития необходимы грамотные специалисты в области теплоэнергетики и теплотехники, знающие физическую сущность процессов выработки энергии, умеющие проектировать высокоэффективные устройства, владеющие современными методиками расчета оборудования ТЭС.

Данные методические указания предназначены для аудиторной и самостоятельной работы студентов магистратуры направлений подготовки 08.04.01 «Строительство» программа «Теплогазоснабжение населенных мест и предприятий» 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» программа «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения. Представленный материал будет полезен специальностям, изучающим проектирование и эксплуатацию источников комбинированной выработки теплоты. Приведенные в методических указаниях примеры расчетов способствуют лучшему усвоению теоретического материала и комплексному анализу полученных результатов.

В методических указаниях рассматриваются вопросы расчетов оборудования теплоэлектростанций, технико-экономических и режимных показателей.

Вариант для расчетов студент принимает по заданию преподавателя. В каждом разделе методических указаний есть таблицы с исходными данными, необходимыми для расчета.

1. Принципиальные тепловые схемы энергетических установок и методы их расчета

Задача 1.1.

Определить расход пара и термический КПД паротурбинной электростанции мощностью $N_{\text{э}} = 12$ МВт с начальными параметрами пара $p_0 = 3,5$ МПа; $t_0 = 435^\circ\text{C}$; давление в конденсаторе $p_{\text{к}} = 5$ кПа; внутренний отнositельный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,82$; электромеханический КПД $\eta_{\text{эм}} = 0,92$. Как изменится расход пара на турбину, если будет применен регенеративный подогрев питательной воды паром из отбора турбины $p_{\text{отб}} = 0,1$ МПа в смешивающем подогревателе до температуры $t_{\text{н.г}} = 100^\circ\text{C}$? Определить также, как изменится термический КПД цикла с введением регенеративного подогрева.

Решение.

На пересечении изобары 3,5 МПа (35 бар) и изотермы 435°C i - S диаграмме водяного пара ставим точку 0 (см. приложение 1) и определяем значения энтальпии и энтропии:

$$i_0 = 3303 \text{ кДж/кг}, s_0 = 6,96 \text{ кДж/кг}.$$

От точки 0 строят изоэнтропный процесс расширения пара в проточной части турбины ($s_0 = \text{const}$) до пересечения с изобарой конечного давления $p_{\text{к}}$. В точке пересечения определяем значение энтальпии пара $i = 2124$ кДж/кг.

Определяем значение энтальпии пара в реальном процессе расширения пара:

$$i_{\text{к}} = i_0 - (i_0 - i)\eta_{oi} = 3303 - (3303 - 2124) \cdot 0,82 = 2336,22 \text{ кДж/кг}. \quad (1.1)$$

На пересечении изобары $p_{\text{к}}$ и энтальпии $i_{\text{к}}$ находим конечную точку реального процесса расширения пара K и соединяем ее с начальной точкой 0 (см. приложение 1).

Зная энтальпию $i_0, i_{\text{к}}$, по заданной мощности $N_{\text{э}}$ определяем расход пара на турбогенератор

$$D = \frac{N_{\text{э}}}{(i_0 - i_{\text{к}})\eta_{oi}\eta_{\text{эм}}} = \frac{12 \cdot 10^3}{(3303 - 2336,22) \cdot 0,82 \cdot 0,92} = 16,45 \text{ кг/с}. \quad (1.2)$$

Для определения термического КПД цикла без учета работы питательного насоса необходимо определить энтальпию конденсата на выходе из конденсатора паровой турбины $i'_{\text{к}}$. Считаем, что конденсат в конденсаторе не переохлаждается, тогда значение энтальпии конденсата равно энтальпии жидкости

$i'_k = i_{жс}$. По таблицам водяного пара (см. приложение 2) по давлению p_k определяем значение энтальпии $i'_k = 137,83$ кДж/кг.

Термический КПД цикла Ренкина определяем по формуле

$$\eta_t = \frac{i_0 - i_k}{i_0 - i'_k} = \frac{3303 - 2336,22}{3303 - 137,83} = 0,305. \quad (1.3)$$

Расход пара на турбину с отбором находится по формуле проф. В.И. Гриневецкого:

$$D_m = D + yD_{отб} = \frac{N_{э}}{(i_0 - i_{кс})\eta_{oi}\eta_{эм}} + \frac{i_{отб} - i_k}{i_0 - i_k} D_{отб}, \quad (1.4)$$

где y - коэффициент недовыработки мощности паром турбины, определяемый по формуле

$$y = \frac{(i_{отб} - i_k)}{(i_0 - i_k)}, \quad (1.5)$$

$D_{отб}$ – расход пара из отбора турбины на регенеративный подогрев конденсата.

Отбор $D_{отб}$ обычно выражают в долях расхода пара на турбину $D_{отб} = \alpha D_m$, где α - доля отбора для смешивающего подогревателя. Эта доля определяется по тепловому балансу подогревателя:

$$\alpha = \frac{(i'_{н.в} - i'_k)}{(i_{отб} - i'_k)} \quad (1.6)$$

Подставляя α в выражение (1.4) для $D_{отб}$, получим:

$$D_m = D + yD_{отб} = D + y\alpha D_m; \\ D_m = D / (1 - \alpha y). \quad (1.7)$$

Таким образом, расход пара на турбину с отбором находят через ранее известное значение расхода пара на турбину D и значения α и y .

По аналогии от точки 0 строим изоэнтропный процесс расширения пара в проточной части турбины ($s_0 = \text{const}$) до пересечения с изобарой конечного давления $p_{отб} = 1$ МПа. В точке пересечения определяем значение энтальпии пара $i = 2530$ кДж/кг. Определяем значение энтальпии пара при давлении отбора по формуле (1.1):

$$i_{отб} = i_0 - (i_0 - i)\eta_{oi} = 3303 - (3303 - 2530) \cdot 0,82 = 2669,14 \text{ кДж/кг.}$$

При давлении $p_{омб} = 0,1$ МПа по табл. П.2.1 определяем значение энтальпии кипящей жидкости $i'_{n.г} = 417,4$ кДж/кг, и при давлении $p_{\kappa} = 5$ кПа, $i'_{\kappa} = 137,83$ кДж/кг.

Определяем значения y и α по выражениям (1.5) и (1.6) соответственно:

$$\alpha = \frac{(i'_{n.г} - i'_{\kappa})}{(i_{омб} - i'_{\kappa})} = \frac{417,4 - 137,83}{2669,14 - 137,83} = 0,1104;$$

$$y = \frac{(i_{омб} - i_{\kappa})}{(i_0 - i_{\kappa})} = \frac{2669,14 - 2336,22}{3303 - 2336,22} = 0,344.$$

По известным значениям D , α , y далее находят

$$D_m = \frac{D}{1 - \alpha y} = \frac{16,45}{1 - 0,1104 \cdot 0,344} = 17,099 \text{ кг/с};$$

$$D_{омб} = \alpha D_m = 0,1104 \cdot 17,099 = 1,888 \text{ кг/с}.$$

Проверка правильности решения:

$$D_m = D + y D_{омб} = 16,45 + 0,344 \cdot 1,888 = 17,099 \text{ кг/с}.$$

Термический КПД цикла с регенерацией

$$\eta_t^p = \frac{(i_0 - i)(1 - \alpha y)}{i_0 - i'_{n.г}} = \frac{(3303 - 2124)(1 - 0,1104 \cdot 0,344)}{3303 - 417,4} = 0,39306. \quad (1.8)$$

Относительный прирост КПД

$$\Delta \eta_t = \frac{\eta_t^p - \eta_t}{\eta_t} \cdot 100 = \frac{0,39306 - 0,305}{0,305} \cdot 100 = 28,87\%. \quad (1.9)$$

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 1.1 представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Исходные данные к задаче 1.1.

Вариант	$N_{э},$ МВт	$p_0,$ МПа	$t_0,$ °С	$p_{\kappa},$ кПа	$p_{омб},$ МПа	$\eta_{эм}$	η_{oi}	Вариант	$N_{э},$ МВт	$p_0,$ МПа	$t_0,$ °С	$p_{\kappa},$ кПа	$p_{омб},$ МПа	$\eta_{эм}$	η_{oi}
1	7	2,5	400	3	0,08	0,88	0,78	16	11,5	4	445	4,5	0,155	0,925	0,85
2	7,3	2,6	403	3,1	0,085	0,883	0,785	17	11,8	4,1	448	4,6	0,16	0,928	0,86

Окончание табл. 1.1

3	7,6	2,7	406	3,2	0,09	0,886	0,79	18	12,1	4,2	451	4,7	0,165	0,931	0,86
4	7,9	2,8	409	3,3	0,095	0,889	0,795	19	12,4	4,3	454	4,8	0,17	0,934	0,87
5	8,2	2,9	412	3,4	0,1	0,892	0,8	20	12,7	4,4	457	4,9	0,175	0,937	0,87
6	8,5	3	415	3,5	0,105	0,895	0,805	21	13	4,5	460	5	0,18	0,94	0,88
7	8,8	3,1	418	3,6	0,11	0,898	0,81	22	13,3	4,6	463	5,1	0,185	0,943	0,88
8	9,1	3,2	421	3,7	0,115	0,901	0,815	23	13,6	4,7	466	5,2	0,19	0,946	0,89
9	9,4	3,3	424	3,8	0,12	0,904	0,82	24	13,9	4,8	469	5,3	0,195	0,949	0,89
10	9,7	3,4	427	3,9	0,125	0,907	0,825	25	14,2	4,9	472	5,4	0,2	0,952	0,9
11	10	3,5	430	4	0,13	0,91	0,83	26	14,5	5	475	5,5	0,205	0,955	0,90
12	10,3	3,6	433	4,1	0,135	0,913	0,835	27	14,8	5,1	478	5,6	0,21	0,958	0,91
13	10,6	3,7	436	4,2	0,14	0,916	0,84	28	15,1	5,2	481	5,7	0,215	0,961	0,91
14	10,9	3,8	439	4,3	0,145	0,919	0,845	29	15,4	5,3	484	5,8	0,22	0,964	0,92
15	11,2	3,9	442	4,4	0,15	0,922	0,85	30	15,7	5,4	487	5,9	0,225	0,967	0,92

Задача 1.2.

Определить абсолютный КПД и мощность газотурбинной установки (ГТУ), работающей по разомкнутому циклу при следующих условиях: начальная температура газа перед турбиной $T_{н.м} = 1000$ К; температура воздуха перед компрессором $T_{в.к} = 290$ К; степень повышения давления в компрессоре $\varepsilon_k = \varepsilon_m = 9$; расход газа в турбине $G_z = 50$ кг/с; расход воздуха в компрессоре $G_v = 48,5$ кг/с; внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,86$; адиабатный КПД компрессора $\eta_{ad} = 0,8$; электромеханический КПД $\eta_{эм}^{ГТУ} = 0,98$. Также определить температуру газа за газовой турбиной, работающей с начальными параметрами $p_{н.м} = 0,8$ МПа; $t_{н.м} = 750^\circ\text{C}$. Давление на выходе турбины $p_{в.м} = 0,125$ МПа. Рабочее тело – воздух ($k=1,4$).

Решение.

Абсолютный КПД ГТУ

$$\eta_i^{ГТУ} = \frac{(\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1) \left(\frac{T_{н.м}}{T_{в.к}} \eta_{oi} \eta_{ad} \frac{1}{\varepsilon^{\frac{k-1}{k}}} - 1 \right)}{\left(\frac{T_{н.м}}{T_{в.к}} - 1 \right) \eta_{ad} - (\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1)} = \frac{(9^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1) \left(\frac{1000 \cdot 0,86 \cdot 0,8}{290 \cdot 9^{\frac{1,4-1}{1,4}}} - 1 \right)}{\left(\frac{1000}{290} - 1 \right) \cdot 0,8 - (9^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1)} =$$

$$= \frac{0,873 \cdot 0,266}{1,085} = 0,214 = 21,4\% \quad (1.10)$$

Мощность ГТУ

$$N_z = \frac{c_p T_{в.к} G_v}{\eta_{ad}} \left[\left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \left(\frac{T_{н.м}}{T_{в.к}} \frac{G_z}{G_v} \eta_{oi} \eta_{ad} \frac{1}{\varepsilon^{\frac{k-1}{k}}} - 1 \right) \right] \eta_{эм}^{ГТУ}. \quad (1.11)$$

Принимаем $c_p = c_p^\circ = 1 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$. Тогда

$$N_g = \frac{1 \cdot 290 \cdot 48,5}{0,8} \left[\left(9^{0,286} - 1 \right) \left(\frac{1000 \cdot 50 \cdot 0,86 \cdot 0,8}{290 \cdot 48,5 \cdot 9^{0,286}} - 1 \right) \right] \cdot 0,98 = \\ = 17581,25 \cdot 0,875 \cdot 0,305 \cdot 0,98 = 4598,15 \text{ кВт.}$$

Степень понижения давления в турбине $\varepsilon_m = p_{н.т} / p_{в.т} = 0,8 / 0,125 = 6,4$. В случае адиабатного расширения газа в турбине конечная температура на выходе

$$(T_{в.т})_a = T_{н.т} / \varepsilon_m^{\frac{k-1}{k}} = (273 + 750) / 6,4^{\frac{1,4-1}{1,4}} = 602 \text{ К.} \quad (1.12)$$

С учетом адиабатного КПД

$$T_{в.т} = T_{н.т} - (T_{н.т} - (T_{в.т})_a) \eta_{oi} = 1023 - (1023 - 602) \cdot 0,86 = 665,15 \text{ К} = 392^\circ \text{С.} \quad (1.13)$$

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 1.2 представлены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Исходные данные к задаче 1.2.

Вариант	$T_{н.т},$ К	$T_{в.к},$ К	ε	$p_{н.т},$ МПа	$t_{н.т},$ °С	$p_{в.т},$ МПа	$G_g,$ кг/с	$G_z,$ кг/с	$\eta_{эм}^{ГТУ}$	η_{oi}	$\eta_{ад}$
1	1010	310	9	0,8	760	0,125	47,5	50	0,98	0,87	0,81
2	1020	250	8	0,79	750	0,12	45	47	0,97	0,85	0,79
3	970	300	7	0,78	745	0,115	46	48	0,96	0,84	0,78
4	990	320	10	0,77	740	0,11	46,5	49	0,95	0,83	0,77
5	970	270	11	0,81	765	0,13	48	51	0,94	0,82	0,81
6	1100	250	9	0,82	755	0,135	45	52	0,93	0,89	0,82
7	990	310	8	0,83	750	0,14	44,5	53	0,92	0,84	0,83
8	1020	300	7	0,79	740	0,125	48	54	0,98	0,85	0,78
9	1050	250	10	0,83	760	0,115	45	50	0,92	0,83	0,79
10	1120	310	11	0,78	755	0,12	46,5	47	0,97	0,86	0,81
11	990	320	9	0,81	760	0,11	47,5	54	0,96	0,84	0,8
12	1050	310	8	0,77	745	0,125	44,5	48	0,95	0,86	0,77
13	990	300	7	0,83	765	0,115	46,5	54	0,94	0,82	0,79
14	970	270	10	0,8	770	0,13	46	47	0,92	0,85	0,83
15	1020	320	11	0,82	750	0,135	45	53	0,98	0,89	0,78
16	1120	280	9	0,79	765	0,14	44,5	50	0,96	0,83	0,83
17	1100	250	8	0,81	745	0,12	48	54	0,92	0,82	0,77
18	1100	280	7	0,82	740	0,115	47,5	49	0,97	0,84	0,79
19	1050	300	10	0,83	770	0,125	46,5	48	0,93	0,89	0,8
20	1050	320	11	0,77	755	0,115	46	47	0,98	0,85	0,82
21	1120	300	9	0,78	750	0,125	48	50	0,96	0,82	0,78
22	970	270	8	0,79	770	0,11	44,5	53	0,94	0,86	0,83
23	1120	280	7	0,81	740	0,12	48	54	0,98	0,85	0,8

Вариант	$T_{н.т},$ К	$T_{в.к},$ К	ε	$p_{н.т},$ МПа	$t_{н.т},$ °C	$p_{в.т},$ МПа	$G_v,$ кг/с	$G_z,$ кг/с	$\eta_{эм}^{ГТУ}$	η_{oi}	$\eta_{ад}$
24	1020	310	10	0,77	760	0,13	46,5	48	0,95	0,84	0,77
25	1100	270	11	0,8	765	0,125	44,5	50	0,93	0,83	0,78
26	970	250	9	0,78	745	0,11	45	47	0,97	0,84	0,81
27	1020	305	8	0,79	750	0,115	47,5	53	0,96	0,85	0,79
28	1050	270	7	0,8	760	0,12	44,5	48	0,95	0,86	0,82
29	1100	300	10	0,74	755	0,14	46	47	0,98	0,83	0,8
30	990	250	11	0,77	740	0,13	47,5	50	0,97	0,85	0,77

2. Комбинированная выработка теплоты и электроэнергии на ТЭЦ

Задача 2.1.

Определить расход пара на турбину номинальной электрической мощностью $N_{э} = 60$ МВт, отпускающей из отбора пар в количестве $D_{отб} = 120$ т/ч. Давление в отборе $p_n = 1$ МПа; начальные параметры пара перед турбиной $p_0 = 12,7$ МПа, $t_0 = 540^\circ\text{C}$. Давление в конденсаторе турбины $p_k = 4$ кПа. Средний внутренний относительный КПД турбины $\eta_{oi} = 0,85$; электромеханический КПД турбогенератора $\eta_{эм} = 0,98$. Также определить часовой перерасход пара и натурального топлива на ТЭЦ, если отпуск пара внешнему потребителю будет осуществляться в том же количестве не из отбора турбины, а непосредственно из котла. КПД котельной установки $\eta_{к.у} = 0,89$; теплота сгорания рабочего топлива $Q_{н.р} = 10,30$ МДж/кг; энтальпия питательной воды $i'_{н.в} = 850$ кДж/кг.

Решение.

Располагаемый теплоперепад пара на турбину из i - S – диаграммы (см. приложение П.1) водяного пара при изоэнтропном процессе расширения пара в турбине $I_0 = 1460$ кДж/кг ($i_0 = 3440$ кДж/кг; $i_{кс} = 1980$ кДж/кг). С учетом внутреннего относительного КПД турбины определяем действительную энтальпию пара в отборе $i_{отб} = 2962$ кДж/кг и энтальпию пара в конденсаторе $i_k = 2200$ кДж/кг.

Коэффициент недовыработки мощности отборным паром

$$y = \frac{i_{отб} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2962 - 2200}{3440 - 2200} = 0,614; \quad (2.1)$$

$$D_m = \frac{N_{э} \cdot 3600}{I_0 \eta_{oi} \eta_{эм}} + y D_{отб} = \frac{N_{э} \cdot 3600}{I_i \eta_{эм}} + y D_{отб}; \quad (2.2)$$

$$D_m = \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 3600}{1460 \cdot 0,85 \cdot 0,98} + 0,614 \cdot 120 \cdot 10^3 = 251,28 \cdot 10^3 \text{ кг/ч} = 251,28 \text{ т/ч.}$$

Перерасход пара при переходе от комбинированного к раздельному способу производства электроэнергии на ТЭЦ в случае отпуска одного и того же количества пара определяется как разность в расходах пара из котла

$$\Delta D_{\kappa} = D_{\kappa}^{\text{разд}} - D_{\kappa}^{\text{комб}} = D_m^{\text{конд}} + D_{\kappa}^{\text{отб}} - (D_m^{\text{конд}} + y D_{\text{отб}}), \quad (2.3)$$

где $D_m^{\text{конд}}$ - конденсационный расход пара турбиной.

При равенстве $D_{\kappa}^{\text{отб}}$ и $D_{\text{отб}}$

$$\Delta D_{\kappa} = (1 - y) D_{\text{отб}} = (1 - 0,614) \cdot 120 \cdot 10^3 = 46,32 \text{ т/ч}. \quad (2.4)$$

Перерасход натурального топлива

$$\Delta B = \frac{\Delta D_{\kappa} (i_0 - i'_{\text{н.в}})}{Q_{\text{н}}^p \eta_{\kappa, y}} = \frac{46,32(3440 - 850)}{10,3 \cdot 10^3 \cdot 0,89} = 13,087 \text{ т/ч}. \quad (2.5)$$

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 2.1. представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Исходные данные к задаче 2.1

Вариант	p_0 , МПа	t_0 , °C	p_{κ} , кПа	p_n , МПа	$i'_{\text{н.в}}$, кДж/кг	$N_{\text{э}}$, МВт	$D_{\text{отб}}$, т/ч	$Q_{\text{н}}^p$, МДж/кг	$\eta_{\kappa, y}$	$\eta_{\text{эм}}$	η_{oi}
1	10,1	440	3	0,8	800	54	125	10,3	0,79	0,98	0,85
2	10,5	445	3,1	0,81	805	59	119	10	0,795	0,97	0,84
3	10,9	450	3,2	0,82	810	58	118	9,9	0,8	0,96	0,83
4	11,3	455	3,3	0,83	815	57	117	9,7	0,805	0,95	0,82
5	11,7	460	3,4	0,84	820	56	116	9,8	0,81	0,94	0,81
6	12,1	465	3,5	0,85	825	55	115	10,5	0,815	0,93	0,8
7	12,5	470	3,6	0,86	830	54	114	10,4	0,82	0,92	0,86
8	12,9	475	3,7	0,87	835	53	113	10,8	0,825	0,91	0,87
9	13,3	480	3,8	0,88	840	61	112	11	0,83	0,9	0,88
10	13,7	485	3,9	0,89	845	62	111	10,9	0,835	0,97	0,8
11	14,1	490	4	0,9	850	63	110	10,7	0,84	0,98	0,85
12	14,5	495	4,1	0,91	855	64	121	10,4	0,845	0,94	0,84
13	14,9	500	4,2	0,92	860	65	122	10,2	0,85	0,95	0,83
14	15,3	505	4,3	0,93	865	60	123	10,1	0,855	0,92	0,82
15	15,7	510	4,4	0,94	870	55	124	9,6	0,86	0,96	0,8
16	16,1	515	4,5	0,95	875	59	125	9,4	0,865	0,91	0,84
17	16,5	520	4,6	0,96	880	56	126	10,4	0,87	0,97	0,86
18	16,9	525	4,7	0,97	885	57	116	10,5	0,875	0,98	0,85
19	17,3	530	4,8	0,98	890	54	111	9,8	0,88	0,9	0,81
20	17,7	535	4,9	0,99	895	60	114	10,8	0,885	0,94	0,83
21	18,1	540	5	1	900	61	112	10	0,89	0,92	0,81
22	18,5	545	5,1	1,01	905	58	110	10,7	0,895	0,98	0,83

23	18,9	550	5,2	1,02	910	54	115	11	0,9	0,93	0,82
24	19,3	555	5,3	1,03	915	56	111	10,3	0,905	0,95	0,85
25	19,7	560	5,4	1,04	920	59	121	10,5	0,91	0,96	0,8
26	20,1	565	5,5	1,05	925	55	110	11	0,915	0,97	0,81
27	20,5	570	5,6	1,06	930	57	116	9,8	0,92	0,93	0,84
28	20,9	575	5,7	1,07	935	58	112	10,8	0,925	0,94	0,82
29	21,3	580	5,8	1,08	940	60	115	10	0,93	0,95	0,83
30	21,7	585	5,9	1,09	945	59	115	10,4	0,935	0,98	0,85

Задача 2.2.

Определить часовую теплофикационную выработку электроэнергии на ТЭЦ, отпускающей из отборов турбин пар в количестве 200 т/ч. Конденсат с производства возвращается полностью. Давление в отборах турбин $p_n = 1,2$ МПа. Начальные параметры пара перед турбинами: $p_0 = 13$ МПа, $t_0 = 560^\circ\text{C}$; средний внутренний относительный КПД турбин $\eta_{oi} = 0,86$; $\eta_{эм} = 0,97$.

Решение.

Из построения процесса расширения пара в турбине на i - S -диаграмме (см. приложение 1) находим $i_0 = 3500$ кДж/кг; $i_{отб} = 2943$ кДж/кг;

$$\mathcal{E}_m = N_{отб} \tau = \frac{D_n (i_0 - i_{отб}) 10^3}{3600} \eta_{эм} \cdot 1 = \frac{200(3500 - 2943)}{3600} \cdot 10^3 \cdot 0,97 = 30016 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 2.2. представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Исходные данные к задаче 2.2

Вариант	$i_{отб}$, кДж/кг	i_0 , кДж/кг	D_n , т/ч	$\eta_{эм}$	Вариант	$i_{отб}$, кДж/кг	i_0 , кДж/кг	D_n , т/ч	$\eta_{эм}$
1	2964	3370	200	0,98	16	2964	3420	195	0,91
2	2961	3430	190	0,97	17	2961	3390	180	0,97
3	2960	3400	180	0,96	18	2958	3450	205	0,98
4	2959	3390	185	0,95	19	2961	3370	210	0,9
5	2958	3340	195	0,94	20	2959	3420	215	0,94
6	2957	3370	205	0,93	21	2962	3390	220	0,92
7	2962	3450	210	0,92	22	2958	3340	225	0,98
8	2964	3420	220	0,91	23	2961	3440	185	0,93
9	2957	3390	215	0,9	24	2964	3430	175	0,95
10	2961	3380	200	0,97	25	2957	3370	180	0,96
11	2958	3370	195	0,98	26	2958	3440	195	0,97
12	2959	3410	185	0,94	27	2959	3450	200	0,93

13	2958	3420	175	0,95	28	2964	3420	210	0,94
14	2962	3340	180	0,92	29	2961	3390	220	0,95
15	2957	3440	190	0,96	30	2962	3340	215	0,98

3. Теплоподготовительные установки и вспомогательные элементы тепловых схем ТЭЦ

Задача 3.1.

Определить расход пара в поверхностном пароводяном теплообменнике для подогрева сетевой воды с $t_0 = 50^\circ\text{C}$ до $t_n = 120^\circ\text{C}$. Расход сетевой воды $W_{с.в} = 480$ т/ч. Параметры пара в отборе $p_{отб} = 0,25$ МПа; $t_{отб} = 200^\circ\text{C}$. Удельная теплоемкость $C_p = 4,19$ кДж/(кг·К). КПД теплообменника $\eta_{м.а} = 0,98$. Конденсат пара не переохлаждается.

Решение.

Уравнение теплового баланса подогревателя:
 $D_{отб}(i_{отб} - i'_{отб})\eta_{м.а} = W_{с.в}(t_n - t_0)C_p$. По таблицам свойств воды и водяного пара или с помощью i - S – диаграммы (см. приложение П.2) находим

$$i_{отб} = 2870 \text{ кДж/кг}; i'_{отб} = 127,4 \text{ кДж/кг};$$

$$D_{отб} = \frac{480(120 - 50) \cdot 4,19}{(2870 - 127,4) \cdot 0,98} = 52,38 \text{ т/ч}.$$

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 3.1 представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные к задаче 3.1

Вариант	$i_{отб}$, кДж/кг	$i'_{отб}$, кДж/кг	t_0 , °C	t_n , °C	$W_{с.в}$, т/ч	$\eta_{м.а}$	Вариант	$i_{отб}$, кДж/кг	$i'_{отб}$, кДж/кг	t_0 , °C	t_n , °C	$W_{с.в}$, т/ч	$\eta_{м.а}$
1	2964	126,3	45	110	470	0,98	16	2964	127,4	50	105	525	0,91
2	2961	127,4	50	120	480	0,97	17	2961	125,9	54	108	500	0,97
3	2960	127,1	48	115	500	0,96	18	2958	128,2	59	113	470	0,98
4	2959	127	47	117	520	0,95	19	2961	127,4	60	114	480	0,9
5	2958	126	55	118	510	0,94	20	2959	126	48	119	520	0,94
6	2957	125,9	60	119	440	0,93	21	2962	128,2	47	124	510	0,92
7	2962	128,2	54	125	450	0,92	22	2958	127,1	59	120	440	0,98
8	2964	128,9	59	130	455	0,91	23	2961	125,9	48	111	450	0,93
9	2957	130	61	135	460	0,9	24	2964	130	54	135	455	0,95
10	2961	131,1	68	111	465	0,97	25	2957	132,2	50	119	500	0,96
11	2958	132,2	49	115	475	0,98	26	2958	128,2	58	124	480	0,97
12	2959	133,3	56	118	485	0,94	27	2959	125,9	60	135	515	0,93

13	2958	134,4	58	119	495	0,95	28	2964	127,4	59	115	525	0,94
14	2962	135,5	40	120	510	0,92	29	2961	127,1	54	120	535	0,95
15	2957	127,1	65	124	515	0,96	30	2962	126	50	105	545	0,98

Задача 3.2.

Рассчитать двухступенчатую сетевую подогревательную установку (рис. 3.1). Исходные данные: тепловая нагрузка сетевой водонагревательной установки $Q_{c.n} = 50 \text{ МВт}$; давление греющего пара в верхнем сетевом подогревателе $p_{c.n2} = 0,25 \text{ МПа}$; $t_{c.n2} = 200^\circ\text{C}$; параметры пара в нижнем сетевом подогревателе $p_{c.n1} = 0,1 \text{ МПа}$; $t_{c.n1} = 120^\circ\text{C}$; температура подающей сетевой воды $t_n = 120^\circ\text{C}$, обратной сетевой воды $t_o = 65^\circ\text{C}$. Удельная теплоемкость $C_p = 4,19 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$. КПД теплообменника $\eta_{m.a} = 0,98$. Конденсат пара не переохлаждается.

Решение.

Расход сетевой воды

$$W_{c.в} = \frac{Q_{c.n}}{i'_n - i'_o} = \frac{Q_{c.n}}{(t_n - t_o)C_p} = \frac{50 \cdot 10^3}{(120 - 65) \cdot 4,19} = 217,0 \text{ кг/с} = 781 \text{ т/ч.} \quad (3.1)$$

Принимая недогрев сетевой воды до температуры насыщения в нижнем сетевом подогревателе $\theta = 5^\circ\text{C}$, определяем температуру сетевой воды за нижним сетевым подогревателем:

$$t'_{c.n} = t_{c.n1}^H - \theta = 100 - 5 = 95^\circ\text{C}. \quad (3.2)$$

Тепловые нагрузки сетевых подогревателей:

$$Q_{c.n1} = W_{c.в} (t'_{c.n} - t_o) C_p = 217(95 - 65) \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} = 27,27 \text{ МВт}; \quad (3.3)$$

$$Q_{c.n2} = W_{c.в} (t_n - t'_{c.n}) C_p = 217(120 - 95) \cdot 4,19 \cdot 10^{-3} = 22,73 \text{ МВт}. \quad (3.4)$$

Проверка:

$$Q_{c.n2} = Q_{c.n} - Q_{c.n1} = 50 - 27,27 = 22,73 \text{ МВт}. \quad (3.5)$$

Энтальпия пара в нижнем подогревателе $i_{c.n1} = 2780 \text{ кДж/кг}$ по табл. П.2.

Расход пара в нижний сетевой подогреватель

$$D_{c.n1} = \frac{Q_{c.n1}}{(i_{c.n1} - i'_{c.n1})\eta_{m.a}} = \frac{27270}{(2780 - 419) \cdot 0,98} = 11,786 \text{ кг/с} = 42,43 \text{ т/ч.} \quad (3.6)$$

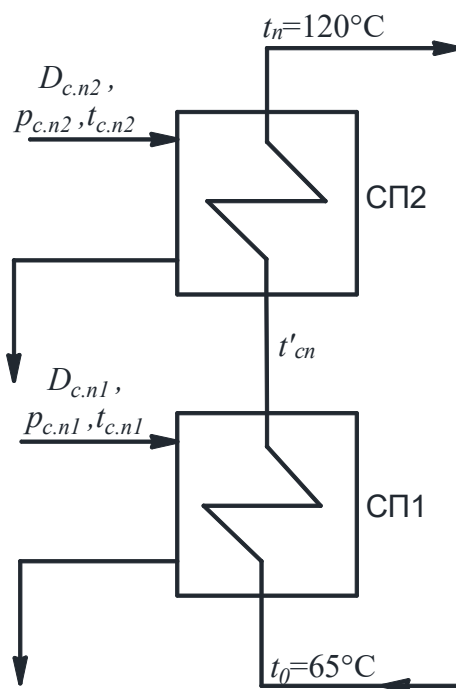


Рис 3.1. Двухступенчатая сетевая подогревательная установка:
СП1 – сетевой подогреватель первой ступени;
СП2 – сетевой подогреватель второй ступени

Расход пара в верхний сетевой подогреватель

$$D_{c.n2} = \frac{Q_{c.n2}}{(i_{c.n2} - i'_{c.n2})\eta_{m.a}} = \frac{22730}{(2870 - 533,8) \cdot 0,98} = 9,93 \text{ кг/с} = 35,74 \text{ т/ч.} \quad (3.7)$$

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 3.2 представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Исходные данные к задаче 3.2

Вариант	$t_n, ^\circ\text{C}$	$t_o, ^\circ\text{C}$	$i_{c.n1}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i'_{c.n1}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i_{c.n2}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i'_{c.n2}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{c.n}, \text{МВт}$	$\eta_{m.a}$	Вариант	$t_n, ^\circ\text{C}$	$t_o, ^\circ\text{C}$	$i_{c.n1}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i'_{c.n1}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i_{c.n2}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$i'_{c.n2}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$Q_{c.n}, \text{МВт}$	$\eta_{m.a}$
1	110	64	2964	410	2870	470,31	45	0,98	16	105	52	2964	402	2815	525,56	50	0,91
2	120	63	2961	402	2879	480,54	50	0,97	17	108	50	2961	410	2811	500,45	54	0,97
3	115	60	2960	415	2871	500,01	48	0,96	18	113	49	2958	411	2807	470,56	59	0,98
4	117	55	2959	406	2875	520,21	47	0,95	19	114	55	2961	415	2803	487,85	60	0,9
5	118	59	2958	411	2856	510,58	55	0,94	20	119	54	2959	402	2798	520,47	48	0,94
6	119	57	2957	410	2865	440,89	60	0,93	21	124	63	2962	408	2794	510,89	47	0,92
7	125	62	2962	403	2845	450,09	54	0,92	22	120	59	2958	410	2790	440,12	59	0,98
8	130	61	2964	402	2849	455,53	59	0,91	23	111	60	2961	406	2786	450,52	48	0,93
9	135	60	2957	405	2845	460,22	61	0,9	24	135	49	2964	410	2782	455,69	54	0,95

10	111	57	2961	406	2841	465,65	68	0,97	25	119	61	2957	406	2777	500,23	50	0,96
11	115	59	2958	404	2836	475,25	49	0,98	26	124	60	2958	415	2773	480,79	58	0,97
12	118	60	2959	410	2832	485,21	56	0,94	27	135	49	2959	411	2769	515,69	60	0,93
13	119	64	2958	409	2828	495,87	58	0,95	28	115	63	2964	402	2765	525,22	59	0,94
14	120	49	2962	415	2824	510,02	40	0,92	29	120	55	2961	406	2761	535,38	54	0,95
15	124	55	2957	406	2820	515,98	65	0,96	30	117	59	2962	410	2756	545,79	50	0,98

4. Режим работы и технико-экономические показатели промышленных ТЭЦ

Задача 4.1.

Определить показатели режима работы промышленной ТЭЦ с тремя турбинами ПТ-135-130, если агрегаты ТЭЦ выработали $\mathcal{E}_{год} = 2,75$ млрд. кВт·ч/год и отпустили промышленным потребителям $D_{np}^{год} = 4 \cdot 10^6$ т/год пара из отбора П и $Q_{от} = 5,866 \cdot 10^6$ ГДж/год из отопительных отборов. На собственные нужды ТЭЦ израсходовано $\mathcal{E}_{с.н} = 197$ млн. кВт·ч/год. Турбогенераторы находились в работе $\tau_1 = 8325$ ч; $\tau_2 = 8441$ ч; $\tau_3 = 7939$ ч.

Решение.

Число машино-часов турбогенераторов

$$m = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 = 8325 + 8441 + 7939 = 24705. \quad (4.1)$$

Время работы ТЭЦ в году обычно принимают без остановки всех агрегатов ТЭЦ $\tau_{ст} = 8760$ ч.

Средний коэффициент загрузки агрегата

$$f_{cp} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{mN_n} = \frac{2,75 \cdot 10^9}{24705 \cdot 135 \cdot 10^3} = 0,825. \quad (4.2)$$

Средняя нагрузка ТЭЦ

$$N_{ТЭЦ}^{cp} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{\tau_{ст}} = \frac{2,75 \cdot 10^9}{8760} = 314 \cdot 10^3 \text{ кВт}. \quad (4.3)$$

Установленная мощность ТЭЦ

$$N_{уст} = z \cdot N_n = 3 \cdot 135 \cdot 10^3 = 405 \cdot 10^3 \text{ кВт}, \quad (4.4)$$

где z – количество агрегатов на ТЭЦ; N_n – номинальная мощность агрегата.

Коэффициент использования установленной мощности ТЭЦ

$$k_n = \frac{\mathcal{E}_{\text{зод}}}{N_{\text{ycm}} \cdot 8760} = \frac{N_{\text{cp}}}{N_{\text{ycm}}} = \frac{314 \cdot 10^3}{405 \cdot 10^3} = 0,775. \quad (4.5)$$

Коэффициент рабочего времени агрегатов

$$k_{\epsilon} = \frac{m}{z \cdot 8760} = \frac{24705}{3 \cdot 8760} = 0,940. \quad (4.6)$$

Коэффициент установленной мощности k_n можно определять также по формуле

$$k_n = f_{\text{cp}} \cdot k_{\epsilon} = 0,825 \cdot 0,940 = 0,755. \quad (4.7)$$

Доля собственных нужд в выработке электрической энергии ТЭЦ

$$k_{\text{с.н}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{с.н}}}{\mathcal{E}_{\text{зод}}} = \frac{197 \cdot 10^6}{2,75 \cdot 10^9} = 0,0715 \text{ или } 7,15\%. \quad (4.8)$$

Средний отпуск пара из промышленного отбора

$$D_{\text{np}}^{\text{cp}} = \frac{D_{\text{np}}^{\text{зод}}}{m} = \frac{4 \cdot 10^6}{24705} = 161 \text{ т/ч}. \quad (4.9)$$

Номинальный промышленный отбор у турбины ПТ-135-130 равен 320 т/ч. Поэтому средняя загрузка промышленного отбора

$$\beta_{\text{np}} = \frac{D_{\text{np}}^{\text{cp}}}{D_{\text{np}}^{\text{н}}} = \frac{156}{320} = 0,507. \quad (4.10)$$

Аналогично средняя загрузка отопительного отбора при номинальном значении $Q_{\text{om}}^{\text{н}} = 335,2 \text{ ГДж/ч} \approx 93 \text{ МВт}$

$$\beta_{\text{om}} = \frac{Q_{\text{om}}^{\text{зод}}}{m Q_{\text{om}}^{\text{н}}} = \frac{5,866 \cdot 10^6}{24705 \cdot 335,2} = 0,708. \quad (4.11)$$

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 4.1 представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные к задаче 4.1

Вариант	$\mathcal{E}_{год}$ млрд. кВт·ч /год	$D_{пр}^{год}$ т/Г	$Q_{от}$ ГДж /год	$\mathcal{E}_{с.н}$ млн. кВт·ч /год	τ_1 , ч	τ_2 , ч	τ_3 , ч	Вариант	$\mathcal{E}_{год}$ млрд. кВт·ч /год	$D_{пр}^{год}$ т/Г	$Q_{от}$ ГДж /год	$\mathcal{E}_{с.н}$ млн. кВт·ч /год	τ_1 , ч	τ_2 , ч	τ_3 , ч
1	2,75	4	5,86	197	8325	8561	8058	16	2,81	4,2	5,88	191	8480	8059	7817
2	2,70	4,2	5,74	180	8221	8570	7800	17	2,81	5,1	5,17	194	8100	8545	7948
3	2,64	5,1	5,94	172	8002	8038	7996	18	2,78	5	5,95	198	8063	8601	7987
4	2,85	3,8	5,68	190	8154	8200	8222	19	2,82	4,9	5,63	201	8757	8608	8295
5	2,81	4,5	5,12	205	8162	8474	7879	20	2,75	4,5	5,62	205	8000	8954	8038
6	2,68	4,9	5,68	201	8005	8271	8014	21	2,83	3,7	5,25	208	8362	8991	8085
7	2,58	3,7	5,23	194	8617	8308	7865	22	2,84	3,8	5,15	212	8976	8618	8165
8	2,76	5	5,78	182	8767	8860	8169	23	2,78	3,7	5,05	215	8779	8189	7832
9	2,77	5,2	5,55	188	8546	8087	7905	24	2,85	5	5,67	219	8778	8796	7978
10	2,62	4,6	5,56	167	8630	8514	8001	25	2,64	4,9	5,01	222	8172	8671	7903
11	2,78	5,1	5,12	187	8016	8261	7863	26	2,86	4,2	5,56	226	8723	8527	7888
12	2,62	3,8	5,68	156	8991	8457	8225	27	2,78	4,5	5,94	229	8119	8219	7862
13	2,79	4,5	5,14	189	8864	8265	8150	28	2,87	5,1	5,63	233	8837	8107	7937
14	2,80	5,1	5,79	184	8417	8588	7895	29	2,88	3,8	5,17	236	8810	8727	7635
15	2,75	4,9	5,15	187	8479	8597	8089	30	2,64	4,2	5,98	240	8075	8445	7924

Задача 4.2.

Определить, успеет ли рабочий персонал отремонтировать три турбоагрегата ТЭЦ Т-100-130 за год, если по условиям отпуска теплоты ремонт следует проводить только вне отопительного периода, а на летнее время ($\tau_{лет} = 2300\text{ч}$) запланирована средняя нагрузка ТЭЦ $N_{ср.ст} = 200\text{ МВт}$. На ремонт одного агрегата отводится 360 ч.

Решение.

Время, необходимое для ремонта трех агрегатов станции, составит $\tau_{рем} = 360 \cdot 3 = 1080\text{ ч}$.

Выработка ТЭЦ на летний период должна составить

$$\mathcal{E}_{лет} = N_{ср.ст} \tau_{лет} = 200 \cdot 10^3 \cdot 2300 = 460 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч}. \quad (4.12)$$

Необходимое количество машино-часов для летней выработки

$$m_{лет} = \frac{\mathcal{E}_{лет}}{N_n} = 4600\text{ ч}. \quad (4.13)$$

Число машино-часов, свободное от ремонта, за летнее время

$$m_{св} = 3\tau_{лет} - \tau_{рем} = 3 \cdot 2300 - 1080 = 5820\text{ ч}. \quad (4.14)$$

Следовательно, ремонт за летнее время всех агрегатов ТЭЦ провести можно ($4600 < 5820$).

Исходные данные по вариантам для выполнения задачи 4.2 представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Исходные данные к задаче 4.2

Вариант	Тип турбины	$N_{ср.см}$, МВт	τ , ч	Вариант	$i_{отб}$, кДж/кг	i_0 , кДж/кг	D_n , т/ч
1	100-130	150	280	16	100-130	225	355
2	175-130	155	285	17	175-130	230	360
3	250-240	160	290	18	250-240	235	365
4	100-130	165	295	19	100-130	240	370
5	175-130	170	300	20	175-130	245	375
6	250-240	175	305	21	250-240	250	380
7	100-130	180	310	22	100-130	255	385
8	175-130	185	315	23	175-130	260	390
9	250-240	190	320	24	250-240	265	395
10	100-130	195	325	25	100-130	270	400
11	175-130	200	330	26	175-130	275	405
12	250-240	205	335	27	250-240	280	410
13	100-130	210	340	28	100-130	285	415
14	175-130	215	345	29	175-130	290	420
15	250-240	220	350	30	250-240	295	425

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Свод правил. СП 90.13330.2012. Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75. – М.: Минрегион России, 2012. – 113с.
2. Баженов М.И. Сборник задач по курсу «Промышленные тепловые электростанции»: Учебное пособие для вузов/ Богородский А.С. – М.: Энергоиздат, 1990, - 128 с.: ил. ISBN 5-283-00144-X
3. Меняев К. В. Тепловые электрические станции: Учебное пособие / Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова.- Барнаул : Изд-во АлтГТУ, 2014.- 121 с.
4. Курносов А.Т. Техническая термодинамика: учеб. пособие / А.Т. Курносов, Д.Н. Китаев.; Воронеж. гос. арх.-строит. ун-т. - Воронеж, 2007. – 110 с.
5. Китаев, Д.Н. Термодинамические основы производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, КЭС и в районных котельных: метод. указания к выполнению курсовой работы/ Д.Н. Китаев, Г.Н. Мартыненко. - Воронеж, 2015. - 46 с.
6. Зысин Л. В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учеб. пособие. – СПб. : Изд.-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.

Изображение процесса расширения пара

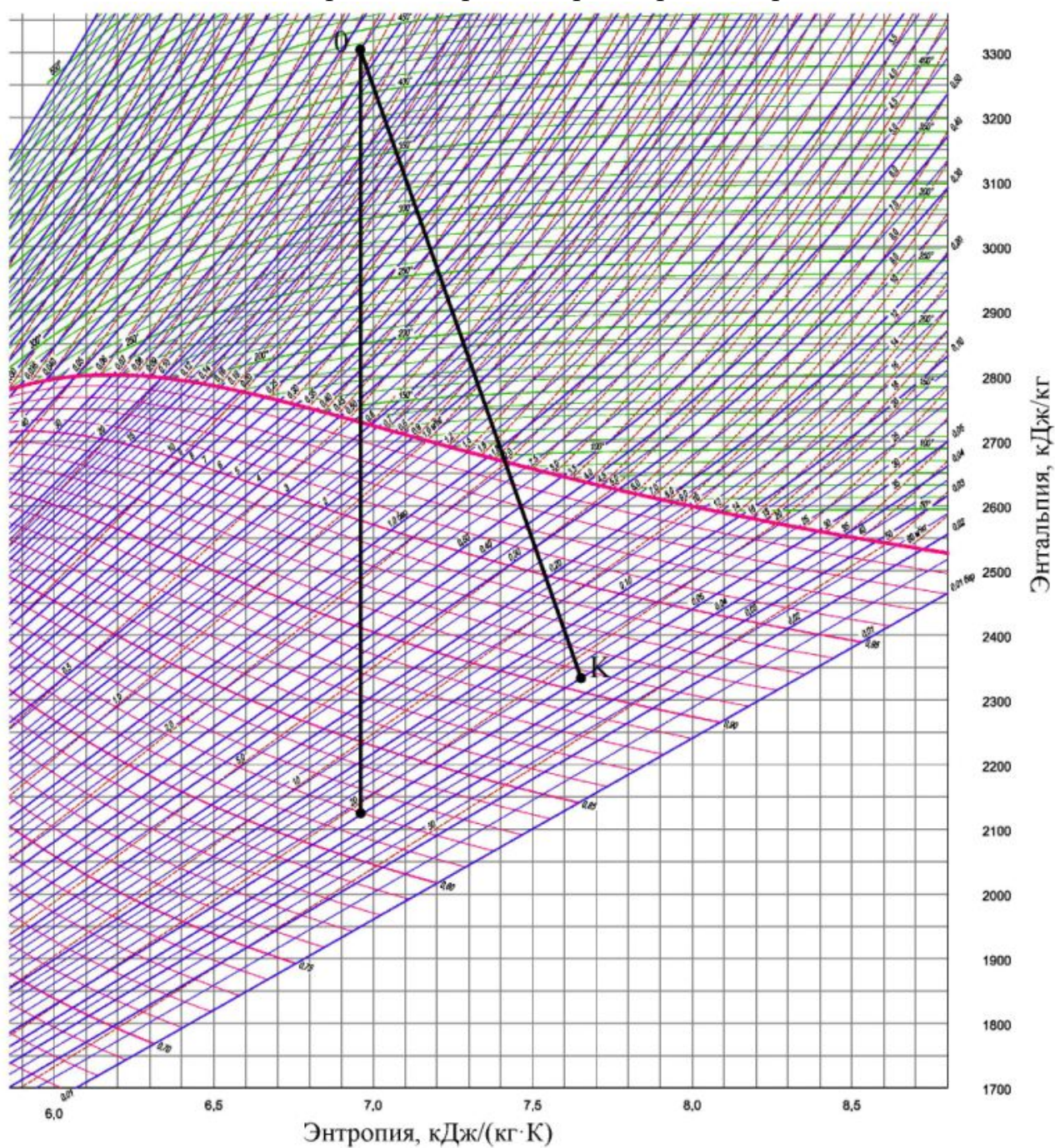


Рис. П.1.1. Изображение процесса расширения пара к задаче 1.1

Приложение 2

Свойства сухого насыщенного пара (по давлениям)

Таблица П.2.1

p, МПа	t, °C	v' , м ³ /кг	v'' , м ³ /кг	ρ'' , кг/м ³	i' , кДж/кг	i'' , кДж/кг	r, кДж/кг	S' , кДж/(кг·К)	S'' , кДж/(кг·К)
0,0010	6,92	0,0010001	129,9	0,00770	29,32	2513	2484	0,1054	8,975
0,0015	13,038	0,0010007	87,90	0,001138	54,75	2525	2470	0,1958	8,827
0,0020	17,514	0,0010014	66,97	0,01493	73,52	2533	2459	0,2609	8,722
0,0025	21,094	0,0010021	54,24	0,01843	88,50	2539	2451	0,3124	8,642
0,0030	24,097	0,0010028	45,66	0,02190	101,04	2545	2444	0,3546	8,576
0,0035	26,692	0,0010035	39,48	0,02533	111,86	2550	2438	0,3908	8,521
0,0040	28,979	0,0010041	34,81	0,02873	121,42	2554	2433	0,4225	8,473
0,0045	31,033	0,0010047	31,13	0,03211	130,00	2557	2427	0,4507	8,431
0,0050	32,83	0,0010053	28,19	0,03547	137,83	2561	2423	0,4761	8,393
0,0060	36,18	0,0010064	23,74	0,04212	151,50	2567	2415	0,5207	8,328
0,0070	39,03	0,0010075	20,53	0,04871	163,43	2572	2409	0,5591	8,274
0,0080	41,54	0,0010085	18,10	0,05525	173,9	2576	2402	0,5927	8,227
0,0090	43,79	0,0010094	16,20	0,06172	183,3	2580	2397	0,6225	8,186
0,010	45,84	0,0010103	14,68	0,06812	191,9	2584	2392	0,6492	8,149
0,011	47,72	0,0010111	13,40	0,07462	199,7	2588	2388	0,6740	8,116
0,012	49,45	0,0010119	12,35	0,08097	207,0	2591	2384	0,6966	8,085
0,013	51,07	0,0010126	11,46	0,08762	213,8	2594	2380	0,7174	8,057
0,014	52,58	0,0010133	10,69	0,09354	220,1	2596	2376	0,7368	8,031
0,015	54,00	0,0010140	10,02	0,09980	226,1	2599	2373	0,7550	8,007
0,020	60,08	0,0010171	7,647	0,1308	251,4	2609	2358	0,8321	7,907
0,025	64,99	0,0010199	6,202	0,1612	272,0	2618	2346	0,8934	7,830
0,030	69,12	0,0010222	5,226	0,1913	289,3	2625	2336	0,9441	7,769
0,040	75,88	0,0010264	3,994	0,2504	317,7	2636	2318	1,0261	7,670
0,050	81,35	0,0010299	3,239	0,3087	340,6	2645	2204	1,0910	7,593
0,060	85,95	0,0010330	2,732	0,3661	360,0	2653	2293	1,1453	7,531
0,070	89,97	0,0010359	2,364	0,4230	376,8	2660	2283	1,1918	7,479
0,080	93,52	0,0010385	2,087	0,4792	391,8	2665	2273	1,2330	7,434
0,090	96,72	0,0010409	1,869	0,5350	405,3	2670	2265	1,2696	7,394
0,100	99,64	0,0010432	1,694	0,5903	417,4	2675	2258	1,3026	7,360
0,11	102,32	0,0010452	1,550	0,6453	428,9	2679	2250	1,3327	7,328
0,12	104,81	0,0010472	1,429	0,6999	439,4	2683	2244	1,3606	7,298
0,13	107,14	0,0010492	1,325	0,7545	449,2	2687	2238	1,3866	7,271
0,14	109,33	0,0010510	1,236	0,8088	458,5	2690	2232	1,4109	7,246
0,15	111,38	0,0010527	1,159	0,8627	467,2	2693	2226	1,4336	7,223
0,16	113,17	0,0010543	1,091	0,9164	475,4	2696	2221	1,4550	7,202
0,17	115,17	0,0010559	1,031	0,9699	483,2	2699	2216	1,4752	7,182
0,18	116,94	0,0010575	0,9773	1,023	490,7	2702	2211	1,4943	7,163
0,19	118,62	0,0010591	0,9290	1,076	497,9	2704	2206	1,5126	7,145
0,20	120,23	0,0010605	0,8854	1,129	504,8	2707	2202	1,5302	7,127

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1. Принципиальные тепловые схемы энергетических установок и методы их расчета.....	4
2. Комбинированная выработка теплоты и электроэнергии на ТЭЦ.....	9
3. Теплоподготовительные установки и вспомогательные элементы тепловых схем ТЭЦ.....	12
4. Режим работы и технико-экономические показатели промышленных ТЭЦ.....	15
Библиографический список.....	19
Приложение 1. Изображение процесса расширения пара.....	20
Приложение 2. Свойства сухого насыщенного пара (по давлениям).....	21

ВЫРАБОТКА ЭНЕРГИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к практическим занятиям по дисциплинам
«Выработка энергии» и «Выработка электроэнергии»
для студентов магистратуры направлений подготовки
08.04.01 «Строительство» (программа «Теплогазоснабжение населенных мест
и предприятий»), 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»
(программа «Теплоэнергетика и теплотехника»)
всех форм обучения

Составители:

Китаев Дмитрий Николаевич
Харин Сергей Олегович

В авторской редакции

Издается в авторской редакции

Подписано к изданию 06.02.2023.
Уч.-изд. л. 1,1

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»
394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84