

Министерство высшего и среднего специального
образования БССР

БЕЛОРУССКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Тепловые электрические станции»

В. К. БАЛАБАНОВИЧ, В. И. НАЗАРОВ

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
к курсовой работе по курсу
«Теплоэнергетические установки и теплоснабжение»
для студентов специальности 0303

Минск 1985

Министерство высшего и среднего специального
образования БССР
БЕЛОРУССКИЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра "Тепловые электрические станции"

В.К.БАЛАБАНОВИЧ, В.И.НАЗАРОВ

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
к курсовой работе по курсу
"Теплоэнергетические установки и теплоснабжение"
для студентов специальности 0303

М и н с к 1 9 8 5

Курсовая работа выполняется после прослушивания студентами первой теоретической части курса лекций "Теплоэнергетические установки и теплоснабжение" при слушании ими второй прикладной и заключительной части указанного лекционного курса. Она предназначена для облегчения усвоения наиболее важных разделов курса и тем самым должна способствовать закреплению полученных студентами знаний по изучаемой дисциплине. Структура работы такова, что студенты выполняют ряд важных и в то же время сравнительно несложных теплоэнергетических расчетов, используя в своей работе основную справочную литературу по теплоэнергетике. Последнее позволяет им освоить методы таких расчетов, что важно для подготовки инженеров по специальности 0303—"Электроснабжение промышленных предприятий".

Рецензенты:

В.Н. Романюк, В.И. Шербич

1. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Целью курсовой работы является закрепление у студентов полученных знаний при прослушивании лекционного курса "Теплоэнергетические установки и теплоснабжение" и отработка ими навыков выполнения теплоэнергетических расчетов.

Задачи курсовой работы включают :

- изучение методов оценки тепловых нагрузок промышленно-жилого района ;
- изучение технико-экономических преимуществ комбинированной выработки электроэнергии и отпуска теплоты от ТЭЦ ;
- изучение методических основ выбора варианта энергоснабжения ;
- закрепление навыков работы с таблицами и $i-s$ диаграммой воды и водяного пара при выполнении теплотехнических расчетов ;
- изучение методов выбора теплоэнергетического оборудования и расчета технико-экономических показателей .

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННО-ЖИЛОГО РАЙОНА

Необходимость в сооружении ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) определяется требованиями покрытия тепловых нагрузок промышленных и коммунально-бытовых потребителей .

К коммунально-бытовым потребителям относятся жилые, общественные и производственные здания, в которых поступающая тепловая энергия затрачивается на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Расход и параметры пара на производство определяются технологическими нуждами и указываются в задании к курсовой работе. Заданными считаются также географическое место расположение промышленно-жилого района, число жителей, структура производства и другие количественные показатели. На основании этих данных выполняется расчет расхода тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение промышленных, жилых и общественных зданий и сооружений.

Методика этого расчета приводится ниже .

2.1. Определение максимального расхода теплоты на отопление промышленных предприятий, жилых и общественных зданий

Расход теплоты на отопление промышленных предприятий определяется из выражения

$$Q_{от}^{np} = q_0 V_{np} (t_в - t_{но}) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

где q_0 - отопительная характеристика здания, представляющая теплопотери 1 м³ здания при разности внутренней и наружной температур 1 °С, Вт/м³ °С; V_{np} - общий наружный объем промышленных зданий; м³; $t_в$ - внутренняя температура отапливаемых помещений (для промышленных зданий ориентировочно 16 °С); $t_{но}$ - расчетное значение наружной температуры для отопления, равное значению средней температуры наиболее холодных 5-леток, взятых из восьми наиболее холодных зим за 50-летний период (выбирается в зависимости от района проектирования [1, табл. 4.1]).

Для ориентировочного расчета теплового потребления промышленных зданий можно принимать следующие значения отопительных характеристик для всех климатических районов :

- для производственных промышленных зданий

$$q_0' = 0,55 \dots 0,9 \text{ Вт / м}^3 \text{ } ^\circ\text{С},$$

- для непроизводственных промышленных зданий

$$q_0'' = 0,4 \text{ Вт / м}^3 \text{ } ^\circ\text{С}.$$

Расход теплоты на отопление жилых зданий определяется с помощью выражения

$$Q_{от}^{жил} = q \cdot F \cdot m \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (2.2)$$

где q - укрупненный показатель расхода теплоты на отопление зданий, Вт/м², зависит от расчетной температуры наружного воздуха $t_{но}$, табл.2.1 (промежуточные значения определяются интерполяцией); F - жилая площадь, м² принимается 9-12 м² на одного человека; m - количество единиц потребления, чел.

$t_{нв} \text{ } ^\circ\text{C}$	0	- 5	- 10	-15	-20	-25	-30	-35	-40
q Вт/м^2	93	110	128	142	156	165	174	179	185

Расход теплоты на отопление общественных зданий определяется из выражения

$$Q_{от}^{общ} = K_1 \cdot Q_{от}^{жил}, \text{ кВт}, \quad (2.3)$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий, принимается 0,25 .

2.2. Определение максимального расхода теплоты на вентиляцию промышленных предприятий, жилых и общественных зданий

Расход теплоты на вентиляцию промышленных зданий определяется из выражения

$$Q_v^{np} = q_v \cdot V_{np} \cdot (t_{г} - t_{нв}) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (2.4)$$

где q_v - вентиляционная характеристика здания, представляющая расход теплоты на вентиляцию 1 м³ здания при разности внутренней и наружной температур 1^oC, Вт/м³ °C; $t_{нв}$ - расчетная наружная температура для вентиляции [1, табл. 4-1] .

Приближенно вентиляционную характеристику промышленных зданий можно определить по формуле

$$q_v = \ell \cdot C_v \cdot V_{np}^0 / V_{np} \cdot 10^3, \quad (2.5)$$

где ℓ - кратность обмена воздуха, 1/с; C_v - объемная теплоемкость воздуха, кДж/м³ °C, $C_v = 1,25$; V_{np}^0 - вентилируемый объем промышленных зданий, м³, $V_{np}^0 \approx (0,6 \div 0,8) V_{np}$.

Необходимая кратность воздухообмена зависит от вредных выделений, загрязняющих воздух, и принимается согласно нормам СанП II-33-75 или по справочникам. Для промышленных зданий при ориентировочных расчетах ℓ можно принимать 1-2 ч⁻¹.

Расход теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий определяется из выражений (2.6) и (2.7)

$$Q_{\text{в}}^{\text{жил}} = K_2 \cdot Q_{\text{от}}^{\text{жил}}, \text{ кВт}; \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{в}}^{\text{общ}} = K_3 \cdot Q_{\text{от}}^{\text{жил}}, \text{ кВт}, \quad (2.7)$$

где K_2 - коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию жилых зданий, принимаем 0,1 ... 0,2; K_3 - то же для общественных зданий, принимается 0,4.

2.3. Определение максимального расхода теплоты на горячее водоснабжение промышленных предприятий, жилых и общественных зданий

Расход теплоты на горячее водоснабжение промышленных зданий определяется из выражения

$$Q_{2\text{в}}^{\text{пр}} = \frac{m' \cdot a' \cdot c \cdot (t_2 - t_{x3})}{T \cdot 3600}, \text{ кВт}, \quad (2.8)$$

где m' - количество единиц потребления на промышленных предприятиях, чел.; a' - суточная норма расхода горячей воды в л., при 60°C для промышленных зданий на единицу потребления принимается по СНиП П-34-76 в пределах 40...50 л/чел.; c - теплоемкость подогреваемой воды, кДж/кг $^\circ\text{C}$, $c \approx 4,19$; t_2 - температура горячей воды, подаваемой в систему горячего водоснабжения, принимается 60°C ; t_{x3} - температура холодной воды, в отопительный период принимается 5°C ; T - число часов работы системы горячего водоснабжения в течение суток, для промышленных предприятий принимают равным числу часов зарядки баков-аккумуляторов, $T = 6 \dots 8 \text{ час}$.

Расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяется из выражения

$$Q_{2\text{в}}^{\text{ж.общ}} = \frac{m \cdot (a + b) \cdot (t_2 - t_{x3})}{24 \cdot 3600} \cdot \chi, \text{ кВт}, \quad (2.9)$$

где a - суточная норма расхода горячей воды в л. при 60°C для жилых зданий на одного человека принимается по СНиП П-34-76 в пределах 85-130 л/чел.; b - то же для общественных зданий, принимается 20 л/сут.; 24 - число часов в сутках;

χ - коэффициент часовой неравномерности, ориентировочно принимается 2 ... 2,4.

Суммарная потребность в горячей воде составляет

$$Q_T = (Q_{от} + Q_B + Q_{2.8}) \cdot (1.1 - 1.2). \quad (2.10)$$

3. ПОСТРОЕНИЕ ГОДОВОГО ГРАФИКА ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ПО ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ

Режим работы любой ТЭЦ зависит от величины и графика тепловых нагрузок. Технологическое потребление тепла предприятиями осуществляется преимущественно в виде пара, определяется особенностями производства и имеет, как правило, круглогодовой характер, хотя обычно и снижается несколько в летний период. Потребление тепла на отопление и вентиляцию имеет сезонный характер, изменяясь от максимальной величины в зимний период до нуля в летний и определяется температурой наружного воздуха. Потребление же тепла на горячее водоснабжение практически постоянно в течение года. Обычно режимы расходов тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение принято изображать в виде зависимости от наружной температуры и по длительности стояния нагрузок в часах в течение года (годовой график тепловых нагрузок по продолжительности). Строится он следующим образом. По оси абсцисс от начала координат вправо откладывают в произвольном масштабе в часах продолжительность отопительного периода

$\tau_{от}$ (рис. 3.1), для каждого района она будет своя [1, табл. 4-1]. Далее, то же по оси абсцисс (от начала координат), для нескольких промежуточных температур наружного воздуха ($t_{но}, t_1, t_2, \dots, t_i, \dots, t_8$), в том же масштабе откладывают в часах время ($0, \tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_8$), в течение которого наружный воздух имеет температуру, равную или ниже каждой из заданных промежуточных. Расчетные температуры и длительность их стояния за отопительный сезон определяются по [1, табл. 4-3].

Точка А на графике характеризует начало отопительного периода, которому соответствует температура наружного воздуха + 8°C, эта температура и ниже ее наблюдается в течение всего отопительного периода, поэтому длительность их стояния равна продолжительности отопительного сезона. Точка В соответствует температуре наружного воздуха $t_{но}$. Расчет тепловых нагрузок

($Q_{T1}, Q_{T2}, \dots, Q_{Ti}, \dots$), соответствующих температурам наружного воздуха ($t_{H1}, t_{H2}, \dots, t_{Hi}, \dots$), производится по формуле :

$$Q_{Ti} = Q_{от}^{пр} \frac{16 - t_{Hi}}{16 - t_{H0}} + (Q_{от}^{жил} + Q_{от}^{общ}) \frac{18 - t_{Hi}}{18 - t_{H0}} + Q_{в}^{пр} \frac{16 - t_{Hi}}{16 - t_{HВ}} + (Q_{в}^{жил} + Q_{в}^{общ}) \frac{18 - t_{Hi}}{18 - t_{HВ}} + Q_{2в}, \quad (3.1)$$

где 16°C и 18°C - температуры воздуха внутри производственных помещений и жилых зданий. Построенные графики являются расчетными по которым производится выбор оборудования ТЭЦ .

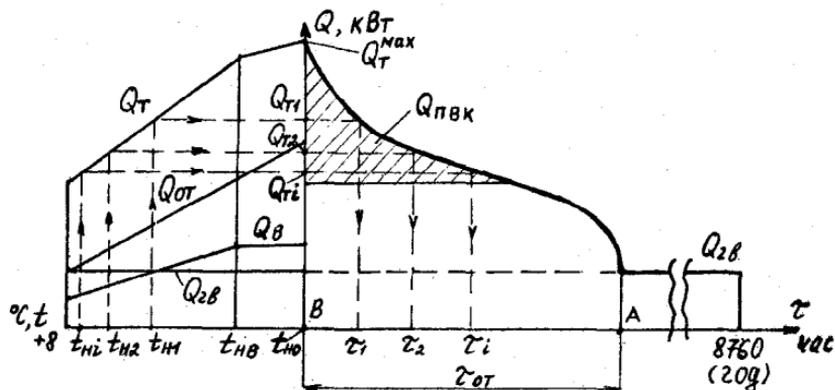


Рис. 3.1

4. ВЫБОР ВАРИАНТА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННО-ЖИЛОГО РАЙОНА

Целью выбора варианта энергоснабжения являются получение основных технико-экономических показателей, включающих расчет капиталовложений в генерирующее оборудование, расчет расхода топлива и топливных затрат на обеспечение выработки электрической и тепловой энергии. Исходными данными для анализа являются величины электрической и структура отпускаемого потенциала теплоты, по которым выбирается основное оборудование.

4.1. Вариант комбинированного энергоснабжения от ТЭЦ

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) предназначена для отпуска потребителям двух видов энергии: электрической и тепловой. В течение года ТЭЦ вырабатывает электрическую энергию по двум циклам. Зимой при отпуске теплоты из отборов турбин выработка электроэнергии турбоагрегатами ТЭЦ осуществляется по теплофикационному циклу без энергетических потерь в холодном источнике. В летний и переходный осенне-весенний период выработка электроэнергии на ТЭЦ осуществляется по конденсационному циклу. Причем экономичность такой выработки всегда ниже, чем на конденсационной электростанции с оборудованием такого же класса. Последнее обусловлено снижением КПД проточной части турбин вследствие их конструктивных особенностей.

4.1.1. Выбор основного оборудования ТЭЦ

Основным критерием выбора состава оборудования ТЭЦ является коэффициент теплофикации α_T . Им определяется электрическая мощность ТЭЦ при расчетных тепловых нагрузках, состав турбоагрегатов, мощность устанавливаемых энергетических и пиковых котлов. Коэффициент теплофикации характеризует степень использования отборов турбин. Он равен отношению тепловой нагрузки ТЭЦ покрываемой паром, отбираемым из турбин $Q_T^{турб}$ к расчетной (максимальной) теплофикационной нагрузке Q_T^{max} , то есть

$$\alpha_T = \frac{Q_T^{турб}}{Q_T^{max}} \quad (4.1)$$

Значение α_T находится обычно в пределах 0,45 + 0,7. Верхние пределы принимаются для установок с более высокими технико-экономическими показателями (Т-250-240, ПТ-135-130, ПТ-80-130, Т-175-130).

Турбоагрегаты. Современные промышленно-отопительные ТЭЦ оборудуются конденсационными турбоагрегатами с регулируемым отбором пара (отопительными-типа Т, промышленно-отопительными - типа ПТ) или турбоагрегатами с противодавлением без конденсаторов - типа Р и ПР, приложение I.

Для покрытия технологической нагрузки необходимо отпускать пар заданного давления P_n и расхода \mathcal{D}_n . По этим значениям P_n и \mathcal{D}_n выбирается тип турбин - ПТ, ПР или Р. Количество выбираемых турбин определяется из условия, обеспечивающего полное покрытие заданной нагрузки $\mathcal{D}_n \leq \sum \mathcal{D}_n^{Турб}$. При значительной технологической нагрузке по возможности следует устанавливать турбины типа Р. Для покрытия расчетной теплофикационной нагрузки $Q_T^{Турб}$ выбираются турбины типа Т. При установке турбин ПТ необходимо учитывать тепло $\sum Q_T^{ПТ}$, отпускаемое из теплофикационных отборов этих турбин, и если $\sum Q_T^{ПТ} \geq Q_T^{Турб}$, то турбины типа Т не выбираются. В противном случае определяется разность $(Q_T^{Турб} - \sum Q_T^{ПТ})$, по которой выбираются турбины типа Т. Число выбираемых агрегатов нужно сводить до *min* за счет большей единичной мощности.

Котельные агрегаты и пиковые водогрейные котлы. На промышленно-отопительной ТЭЦ устанавливаются как барабанные типа Е, так и прямоточные котельные агрегаты типа П, приложение 2. Тип и единичная мощность энергетических паровых котлов выбирается исходя из параметров и максимального расхода свежего пара перед турбинами, а также из условия обеспечения планово-предупредительных ремонтов паровых котлов в течение года и покрытия нормативных тепловых нагрузок ТЭЦ при аварийном отключении одного котла. При выборе типа агрегата необходимо учитывать еще и вид сжигаемого топлива, соответствующего заданному району. Турбины ПТ-135-130 и Р-100-130 устанавливаются с 2-мя котлами, Т-250-240 - с одним котлом (моноблок котел - турбина).

Покрытие максимальной тепловой нагрузки на теплофикацию производится за счет пиковых водогрейных котлов (ПК), покрывающих нагрузку $(Q_T^{ПК} = Q_T^{Max} - Q_T^{Турб})$. Выбираются водогрейные котлы по теплопроизводительности (МВт), приложение 3.

Дополнительные данные по выбору основного оборудования ТЭЦ см. [3], [5], [7].

На основе структуры выбранного состава основного оборудования определяются капитальные вложения в сооружение ТЭЦ.

4.1.2. Определение капитальных вложений в сооружение ТЭЦ

Капиталовложения в сооружение ТЭЦ могут быть определены двумя методами : на основании сметной стоимости оборудования с учетом затрат на строительно-монтажные работы и по удельным капитальным вложениям . Первый метод наиболее точный. Он используется проектными организациями и выполняется с использованием ценников на оборудование, его монтаж и другие виды работ, связанные с сооружением объекта. Второй метод по удельным капиталовложениям широко применяется в оценочных расчетах. В курсовой работе рекомендуется к использованию второй метод. На основе выбранного состава оборудования и суммарной электрической и тепловой мощности ТЭЦ для заданного вида топлива по [3, приложение 25], [4, табл. 9-7], [6, табл. 10.11] определяется величина удельных капиталовложений $K_{ТЭЦ}$ (руб/кВт) . Величина капиталовложений в сооружение ТЭЦ находится из выражения

$$K_k = K_{ТЭЦ} \cdot N_{ТЭЦ} \cdot 10^3, \text{ руб}, \quad (4.2)$$

где $N_{ТЭЦ}$ - номинальная мощность ТЭЦ, МВт.

4.1.3. Определение расхода топлива и основных показателей для варианта энергоснабжения от ТЭЦ

Величина расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ определяется из выражения

$$B_{Э}^{ТЭЦ} = b_{ЭТ} \cdot \mathcal{E}_T + b_{ЭК} \cdot \mathcal{E}_K, \text{ кг}, \quad (4.3)$$

где $\mathcal{E}_T, \mathcal{E}_K$ - полная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и конденсационном потоке пара, кВт·ч; $b_{ЭТ}, b_{ЭК}$ - удельные расходы условного топлива на теплофикационном и конденсационном потоках пара, кг у.т /кВт·ч .

Полная выработка электроэнергии на тепловом потреблении и конденсационном потоке составляют соответственно :

$$\mathcal{E}_T = \mathcal{E}_T Q_T + \mathcal{E}_n Q_n, \quad (4.4)$$

$$\mathcal{E}_K = \mathcal{E} - \mathcal{E}_T \approx N_{ТЭЦ} \cdot h_{\gamma} 10^3 - \mathcal{E}_T, \quad (4.5)$$

где \mathcal{E}_T и \mathcal{E}_n - удельная выработка электроэнергии на теплофикационном и технологическом потреблении, кВт·ч/ГДж, определяются по [1, рис. 4.3 а] соответственно по давлению в теплофикационном P_T и технологическом P_n отборах пара; Q_T и Q_n - количество отработавшей теплоты, отданной соответственно на теплофикационные и технологические нужды,

$$Q_T = \mathcal{D}_T \cdot q_T \cdot h_y \cdot 10^{-3}, \text{ ГДж}, \quad (4.6)$$

$$Q_n = \mathcal{D}_n \cdot q_n \cdot h_y \cdot 10^{-3}, \text{ ГДж}, \quad (4.7)$$

$$Q_{Tyr\bar{\delta}} = Q_T + Q_n, \quad (4.8)$$

где q_T и q_n - удельное теплосодержание отработавшего пара соответственно в теплофикационном и технологическом отборах,

$q_T \approx 2260$ кДж/кг, $q_n \approx 2150$ кДж/кг; h_y - годовое число часов использования максимума тепловой нагрузки отборов турбин, принимается 5000-6000 часов. Удельные расходы условного топлива $v_{ЭТ}$ и $v_{ЭК}$ находятся

$$v_{ЭТ} = \frac{0,123}{\zeta_{ЭМ} \zeta_{ТП} \zeta_K^{ЭР}}, \quad (4.9)$$

$$v_{ЭК} = \frac{v_{ЭТ}}{\zeta_i}, \quad (4.10)$$

где $\zeta_{ЭМ}$ - электромеханический КПД турбогенератора, $\zeta_{ЭМ} \approx 0,97... 0,98$; $\zeta_{ТП}$ - коэффициент теплового потока, $\zeta_{ТП} \approx 0,98 - 0,99$;

$\zeta_K^{ЭР}$ - КПД брутто котельного агрегата принимается по его характеристике (приложение 2); ζ_i - абсолютный внутренний КПД турбоагрегата, в зависимости от его типа и выработки \mathcal{E}_T лежит в пределах $0,36 - 0,45$. Величину $v_{ЭК}$ также можно определить по [1, рис. 4.4], [3, рис. 12.1] в зависимости от типа турбин и доли выработки электроэнергии по конденсационному циклу - $\mathcal{E}_k/\mathcal{E}$.

Величина расхода топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ определяется с учетом отпуска из отборов турбин $Q_{Tyr\bar{\delta}}$ и пиковых водогрейных котлов $Q_{пвк}$ (см. рис. 3.1) из выражения

$$v_Q^{ТЭЦ} = v_Q^{Tyr\bar{\delta}} \cdot Q_{Tyr\bar{\delta}} + v_Q^{пвк} \cdot Q_{пвк}, \text{ кг}, \quad (4.11)$$

где $v_Q^{турб}$, $v_Q^{пвк}$ - удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в турбинах ТЭЦ и ПЭК, кг у.т./Гдж.

Удельные расходы $v_Q^{турб}$ и $v_Q^{пвк}$ определяются

$$v_Q^{пвк} = 34,6 / \zeta_{пвк}, \quad (4.12)$$

$$v_Q^{турб} = 34,6 / \zeta_{тп} \cdot \zeta_{к}, \quad (4.13)$$

где $\zeta_{пвк}$ - КПД пиковой котельной принимается 0,82, 0,86 и 0,88+0,92 при работе соответственно на твердом и газомазутном топливе.

Суммарный расход топлива на комбинированный отпуск тепловой и электрической энергии от ТЭЦ составляет

$$V_K = V_{э}^{ТЭЦ} + V_Q^{ТЭЦ}. \quad (4.14)$$

4.2. Вариант раздельного энергоснабжения от КЭС и котельной

Этот вариант всегда проигрывает варианту энергоснабжения от ТЭЦ по экономичности, то есть расходу топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, но отличается меньшими капиталовложениями. Для окончательного выбора варианта энергоснабжения требуется определить капиталовложения в вариант раздельного энергоснабжения и величину расхода топлива по нему.

4.2.1. Определение капитальных вложений в сооружении КЭС и котельной

Капитальные вложения в строительство КЭС и котельной определяются аналогично предыдущему варианту. Причем величина мощности КЭС принимается несколько завышенной, чем мощности ТЭЦ:

$$N_{КЭС} = N_{ТЭЦ} \cdot (1 + C_{эу}), \quad (4.15)$$

где коэффициент $C_{эу}$ учитывает прирост мощности КЭС на величину дополнительных потерь мощности в ЛЭП в виду большей удаленности КЭС от потребителя, чем ТЭЦ. Для оценочных расчетов можно принять $C_{эу} = 0,06 \dots 0,08$. Различием в потреб-

лении электроэнергии на собственные нужды по отдельному и комбинированному вариантам в оценочных расчетах можно пренебречь. Капиталовложения в строительство КЭС определяются в соответствии с выражением

$$K_{кэс} = K_{кэс} \cdot N_{кэс} \cdot 10^3, \text{ руб}, \quad (4.16)$$

где $K_{кэс}$ — удельные капиталовложения в сооружения КЭС, руб/кВт, ориентировочно принимаются в пределах 115 ... 130 для газомазутного топлива и 130 ... 150 для твердого топлива.

Капиталовложения в сооружении отопительных и промышленных котельных находятся

$$K_{от} = 0,98 \cdot K_p \cdot Q_t^{max}, \text{ руб}, \quad (4.17)$$

$$K_{пр} = 0,98 \cdot K_{пр} Q_n^{тэц}, \text{ руб}, \quad (4.18)$$

где $Q_n^{тэц}$ — тепловая мощность технологического отпуска пара от ТЭЦ, кВт

$$Q_n^{тэц} \approx D_n \cdot q_n / 3,6 ;$$

$K_{от}$, $K_{пр}$ — удельные капиталовложения в отопительные и промышленные котельные, руб/кВт, $K_{от}$ ориентировочно принимается в пределах 11 ... 17 при работе на газомазутном топливе и 17 ... 20 на твердом, а $K_{пр}$ — 35 ... 50 на газомазутном и 45 ... 60 на твердом топливе. Суммарные капитальные вложения в строительство КЭС и котельных для варианта отдельного энергоснабжения составят

$$K_p = K_{кэс} + K_{от} + K_{пр}. \quad (4.19)$$

4.2.2. Определение расхода топлива и основных показателей энергоснабжения по отдельной схеме от КЭС и котельной

Расход топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по варианту отдельного энергоснабжения определяется из условия одинакового энергетического эффекта, то есть

$$\mathcal{E}_{кэс} = \mathcal{E}_т + \mathcal{E}_к \quad \text{и} \quad Q_{кот} = Q_{турб} + Q_{пвк}.$$

Величина расхода топлива на отпуск электроэнергии с шин КЭС может быть определена

$$B_{\text{э}}^{\text{КЭС}} = v_{\text{КЭС}} \cdot \Delta_{\text{КЭС}}, \text{ кг}, \quad (4.20)$$

где $v_{\text{КЭС}}$ — удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг у. т./кВт·ч принимается в пределах 0,33... 0,36 для твердого топлива, а для газомазутного на 4... 5 % меньше.

Величина расхода топлива на отпуск теплоты оценивается с учетом отпуска на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение от отопительной котельной и с технологическим паром от промышленной котельной. Эту оценку можно выполнить следующим образом:

$$B_{\text{кот}} = v_{\text{а}}^{\text{от}} \cdot Q_{\text{кот}} + v_{\text{а}}^{\text{пр}} \cdot Q_{\text{п}}, \text{ кг}, \quad (4.21)$$

где $v_{\text{а}}^{\text{от}}$, $v_{\text{а}}^{\text{пр}}$ — удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в отопительной и промышленной котельных, кг у. т./ГДж. Величины $v_{\text{а}}^{\text{от}}$ и $v_{\text{а}}^{\text{пр}}$ определены

$$v_{\text{а}}^{\text{от}} = \frac{34,6}{\zeta_{\text{вк}}} \quad (4.22) \quad \text{и} \quad v_{\text{а}}^{\text{пр}} = \frac{34,6}{\zeta_{\text{пк}}}, \quad (4.23)$$

где $\zeta_{\text{пк}}$; $\zeta_{\text{вк}}$ — КПД паровых и водогрейных котлов, ориентировочно $\zeta_{\text{пк}} = 0,83 \dots 0,85$, $\zeta_{\text{вк}} = 0,86 \dots 0,92$.

Суммарный расход топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по раздельному варианту энергоснабжения составит

$$B_{\text{р}} = B_{\text{э}}^{\text{КЭС}} + B_{\text{кот}}. \quad (4.24)$$

4.3. Выбор варианта энергоснабжения промышленного района

Критерием для выбора варианта энергоснабжения является минимум расчетных затрат по сравниваемым вариантам, определяемый для варианта комбинированного энергоснабжения из выражения:

$$Z_{\text{к}} = p_{\text{н}} K_{\text{к}} + c_{\text{т}} B_{\text{к}} \cdot 10^{-3}, \text{ руб.} \quad (4.25)$$

и для варианта отдельного энергоснабжения

$$Z_p = p_n \cdot K_p + c_t V_p, \text{ руб.} \quad (4.26)$$

где p_n — нормативный коэффициент окупаемости ($p_n = \frac{1}{T_{ок}} = \frac{1}{6,5}$; $0,15$ — окупаемость капиталовложений за 6,5 лет); c_t — цена топлива руб./т. у.т. может быть принята в соответствии с видом топлива [3].

5. ПОСТРОЕНИЕ ПРОЦЕССА РАСШИРЕНИЯ ПАРА В ТУРБИНЕ

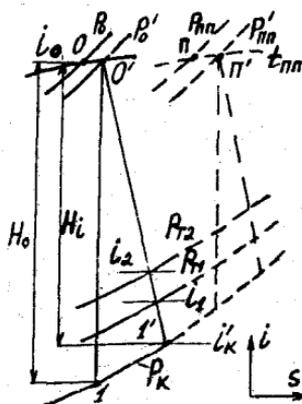


Рис. 5.1

Процесс расширения пара для выбранной турбины строится в i - S координатах, приложение 6 (i - S диаграмма для водяного пара). Исходные данные, необходимые для построения P_0 , t_0 , P_k , ζ_{oi} и т.д., берутся из характеристики конкретного турбоагрегата, приложение I. Ход построения процесса расширения хорошо виден из рис. 5.1, где H_0 и H_i — соответственно располагаемый и сбрасываемый (с учетом потерь) теплорезервы на турбину, $\zeta_{oi} = H_i/H_0$. Ввиду дросселирования пара перед турбиной в регулирующих и стопор-

ных клапанах давление P_0 уменьшается на величину $(0,03 \dots 0,05) P_0$. Аналогично строится процесс расширения пара для турбин с промпрегревом (показан пунктиром), где потеря давления в линии промпрегрева составляет $(0,10 \dots 0,12) P_{пп}$.

6. РАСЧЕТ И ВЫБОР СЕТЕВОЙ УСТАНОВКИ

Расчет сетевых подогревателей включает определение расхода пара на подогреватели при максимальной тепловой нагрузке выбранной турбины. Отпуск тепла на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение обычно производится по температурному графику подогрева сетевой воды 150/70, где 150°C и 70°C — соответственно температура прямой $t_{пс}$ и обратной $t_{ос}$ (возвраща-

емой на ТЭЦ) сетевой воды .

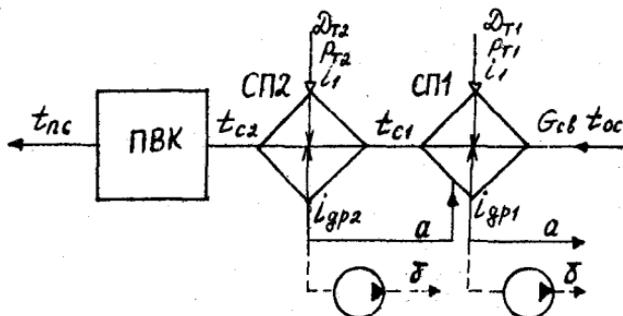


Рис. 5.1

При наличии нагрузки на горячее водоснабжение t_{oc} снижается на величину $\approx 80 \cdot Q_{28} / Q_T$. Температурный перепад для нагрева сетевой воды на ТЭЦ оценивается как $\Delta t_{св} = t_{nc} - t_{oc}$. Распределение $\Delta t_{св}$ между подогревателями турбины СП1, СП2 и ПВК производится по величине Δt , то есть подогрев сетевой воды за счет отпускаемого тепла из отборов турбины $\Delta t_{св}^{тупа}$ составляет $\Delta t_{св} \cdot \Delta t$. При двухступенчатой схеме подогрева (рис. 6.1) $\Delta t_{св}^{тупа}$ делится поровну между подогревателями СП1 и СП2. Расход сетевой воды проходящей через систему :

$$G_{св} = \frac{3,6 \cdot Q_{тупа}}{4,19 (t_{c2} - t_{oc}) \eta_{сп}}, \text{ т/ч, (6.1)}$$

где $Q_{тупа}$ - номинальная нагрузка теплофикационных отборов турбины; кВт; $\eta_{сп}$ - КПД подогревателей, $\eta_{сп} = 0,99$. Затем используя построенный процесс расширения пара в турбине (рис. 5.1) по P_{T1} и P_{T2} находятся энтальпии пара в отборах i_1 и i_2 . Предварительно P_{T1} и P_{T2} определяются по температурам насыщения греющего пара $t_{H1} = t_{c1} + \delta t_1$ и $t_{H2} = t_{c2} + \delta t_2$ соответственно в подогревателях СП1 и СП2 пользуясь таблицей насыщения по температурам [2], где δt_1 и δt_2 - недогрев в подогревателях СП1 и СП2, принимается соответственно 4...6°C и 3...5°C. Тепло отпускаемое каждым из подогревателей и расход пара на них ΔQ_{T1} и ΔQ_{T2} (т/ч) определяются из уравнений тепловых балансов (рис. 6.1 вариант а).

СП I

$$G_{CB}(t_{c1} - t_{oc}) \cdot 4,19 = D_{T1}(i_1 - i_{gp1}) \cdot \zeta_{cп} + D_2(i_{gp2} - i_{gp1}) \cdot \zeta_{cп}; \quad (6.2)$$

СП 2

$$G_{CB}(t_{c2} - t_{c1}) \cdot 4,19 = D_{T2}(i_2 - i_{gp2}) \cdot \zeta_{cп}, \quad (6.3)$$

где i_{gp1} , i_{gp2} - энтальпия конденсата пара поступающего соответственно в СП I и СП 2, кДж/кг, находится из таблиц насыщения [2]. Второй член левой части уравнения (6.2) в варианте б не учитывается.

Выбор сетевых подогревателей производится по величине их поверхности F (приложение 4). Для каждого подогревателя

$$F = \frac{G_{CB} \cdot \Delta t_c \cdot 4,19}{K \cdot \Delta t_{cp}} \cdot 10^3, \text{ м}^2, \quad (6.4)$$

где Δt_c - подогрев воды в каждом подогревателе, $^{\circ}\text{C}$; K - коэффициент теплопередачи, равный 3500...3900 Вт/м² $^{\circ}\text{C}$; Δt_{cp} - средняя разность температур греющих и нагреваемой среды:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_c}{2,3 \lg \frac{\Delta t_{c1} + \Delta t_{c2}}{\Delta t_{c1} - \Delta t_{c2}}}, \text{ } ^{\circ}\text{C}. \quad (6.5)$$

7. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

В записке к работе приводятся:

- исходные данные;
- результаты расчета тепловых нагрузок;
- график по продолжительности тепловых нагрузок, вычерченный на миллиметровке;
- результаты расчетов по выбору варианта энергоснабжения и основные технико-экономические показатели;
- процесс расширения пара в i - S координатах, построенный для одной из турбин;
- расчет и выбор сетевой установки;
- тепловая схема турбоустановки для выбранного варианта;
- основные технические характеристики выбранного оборудования;
- список использованной литературы.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник. /Под общ. ред. В.А.Григорьева и В.М. Зорина. М.: Энергоиздат, 1983.-552 с. -(Теплоэнергетика и теплотехника).
2. Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара- М.: Энергия, 1975.
3. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. 5-е изд., перераб. - М.: Энергоиздат, 1982-360 с.
4. Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций /Н.П.Волков , А.Д.Качан и др.;Под ред. А.М.Леонкова и Б.В.Яковлева. Минск: Беларусь, 1974.-368 с.
5. Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС.- Минск: Высшая школа, 1982.- 318 с.
6. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы, Справочник /Под общ. ред. В.А.Григорьева и В.М.Зорина.- М.: Энергия, 1980.- 528 с. (Теплоэнергетика и теплотехника).
7. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник /Под общ. ред. В.А.Григорьева и В.М.Зорина М.: Энергоиздат, 1982. - 624 с. (Теплоэнергетика и теплотехник.).

Основные технические характеристики турбин

Характеристики	Т-конденсационные с теплофикационным отбором пара		Т-конденсационные с 2-мя регуляторными отборами пара-производственными и тепловыми фиксационными		Р-с регуляторным отбором пара	
	Т-250	Т-100	Т-50	Т-25	Р-50	Р-100
Номинальная мощность, МВт	250	175	100	50	50	50
Давление свежего пара, МПа (кгс/см ²)	23,54 (130)	12,75 (130)	8,83 (90)	8,83 (90)	12,75 (130)	12,75 (130)
Температура свежего пара, °С	560	550	555	555	555	555
Расход свежего пара, максим., т/ч	980	760	485	265	150	150
Давление в регуляторных отборах, МПа (кгс/см ²)	—	—	—	—	—	—
Производственным, верхнем отопит.	—	—	—	—	—	—
нижнем отопит.	0,05-0,15	0,05-0,2	0,05-0,2	0,18	0,04-0,12	0,03-0,1
Номинальная тепловая нагрузка отборов, производств. т/ч	—	—	—	—	—	—

Завод изготовитель	Т-250		Т-100		Т-50		Т-25		Р-50		Р-100	
	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ
Номинальная мощность, МВт	250	175	100	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Давление свежего пара, МПа (кгс/см ²)	23,54 (130)	12,75 (130)	8,83 (90)	8,83 (90)	12,75 (130)	12,75 (130)	8,83 (90)	8,83 (90)	12,75 (130)	12,75 (130)	12,75 (130)	12,75 (130)
Температура свежего пара, °С	560	550	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
Расход свежего пара, максим., т/ч	980	760	485	265	150	150	387	385	300	190	480	760
Давление в регуляторных отборах, МПа (кгс/см ²)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Производственным, верхнем отопит.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
нижнем отопит.	0,05-0,15	0,05-0,2	0,05-0,2	0,18	0,04-0,12	0,03-0,1	0,07-0,25	0,11-0,45	0,05-0,2	0,118	—	—
Номинальная тепловая нагрузка отборов, производств. т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Завод изготовитель	Т-250		Т-100		Т-50		Т-25		Р-50		Р-100	
	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ	УТМЗ
Номинальная мощность, МВт	250	175	100	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Давление свежего пара, МПа (кгс/см ²)	23,54 (130)	12,75 (130)	8,83 (90)	8,83 (90)	12,75 (130)	12,75 (130)	8,83 (90)	8,83 (90)	12,75 (130)	12,75 (130)	12,75 (130)	12,75 (130)
Температура свежего пара, °С	560	550	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
Расход свежего пара, максим., т/ч	980	760	485	265	150	150	387	385	300	190	480	760
Давление в регуляторных отборах, МПа (кгс/см ²)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Производственным, верхнем отопит.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
нижнем отопит.	0,05-0,15	0,05-0,2	0,05-0,2	0,18	0,04-0,12	0,03-0,1	0,07-0,25	0,11-0,45	0,05-0,2	0,118	—	—
Номинальная тепловая нагрузка отборов, производств. т/ч	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение прил. I

отопительная, т/ч	590	520	340	180	90	210	130	180	100	120	50	-
Давление пара котла (кгс/см ²)	4,9 (0,05)	4,9 (0,05)	5,3 (0,054)	4,9 (0,05)	4,9 (0,05)	3,4 (0,035)	3,4 (0,035)	2,94 (0,03)	2,94 (0,03)	3,4 (0,035)	4,9 (0,05)	4,9 (0,05)
Давление отработавшего пара котла (кгс/см ²)	127·10 ³	147·10 ³										

Относительный внутренний КПД турбины, %	86-87,5	86-87	85-86	84-86	78-81	82-85	80-82	79-81	76,5-78,5	77-80	76-78	79-81	80-82
---	---------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-----------	-------	-------	-------	-------

Основные характеристики котельных агрегатов

Характеристики	Е - барабанные агрегаты с естественной циркуляцией										Д-прямоточный агрегат	
	Е-160-100ГМ-180	Е-220-180ГМ-140	Е-320-140ГМ-140	Е-420-140ГМ-140	Е-500-140ГМ-200Х	БКЗ	ТКЗ	БКЗ	ТКЗ	БКЗ		ТКЗ
Зарод-изготовитель	БКЗ	БКЗ	ТКЗ	ТКЗ	БКЗ	БКЗ	БКЗ	БКЗ	ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ
Номинальная производительность, т/ч	160	160	220	220	320	320	420	420	500	500	1000	1000
Давление пара на выходе, МПа (кгс/см ²)	9,81 (100)	9,81 (100)	9,81 (100)	13,8 (140)	13,8 (140)	13,8 (140)	13,8 (140)	13,8 (140)	13,8 (140)	13,8 (140)	25(25) 25(25) 41(43) 41(43)	25(25) 25(25)
Температура ост-рого пара на вы-ходе, °С	540	540	540	540	560	560	560	560	560	560	565/570	565/570
Вид сжигаемо-го топлива	Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь	Газ, Кам. уголь
Расчетный КПД, %	90,5	93,7/92	92,6	92,7/91,9	91,2	93,8/92	92	93,8/92,2	96,4/96,3	96,4/96,3	92,4	94,4/93,8

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Основные характеристики водогрейных котлов (ПКВ)

Характеристика	Тип водогрейного котла		
	ПТВМ-50	ПТВМ-100	ПТВМ-180
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	58(50)	116(100)	208(180)
Температура воды, °С:			
на входе	70/104	70/104	104
на выходе	150	150	150
Расход воды, т/ч	1200	2140	3860

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Основные характеристики сетевых подогревателей

Характеристика	Тип сетевого подогревателя						
	ПСВ-125-17-15	ПСВ-200-13-23	ПСВ-1500-13-23/14-23	ПСТ-1800-34-18-1	ПСТ-1300-13-8-1	ПСТ-2300-12-8-1	ПСТ-1500-13,5-18-1
Завод-изготовитель	Сар. ЗЭМ	Сар. ЗЭМ	Сар. ЗЭМ	ТМЗ	ТМЗ	ТМЗ	ТМЗ
Площадь поверхности теплообмена, м ²	125	200	500	800	1300	2300	5000
Давление подаваемого пара, МПа	0,78	0,78	0,39/ 1,47	0,39	0,39	0,39	0,06 - 0,343
Давление сетевой воды, МПа	1,57	1,57	2,35	0,88	0,88	0,88	0,88
Номинальный расход сетевой воды, т/ч	250	400	1130/ 1150	1250	2000	3500	6000
Номинальный расход пара, т/ч	40	64,5	110/ 302	58	105	170	295

ТРУБОПРОВОДЫ

ПАР

Пар

— · · — · · — · · —

Пар свежий

—————

Пар промперегрезов

— · · · — · · · — · · · —

Пар производственного и теплофика-
ционного отбора (противодавления)

————— ————— —————

Пар переменного давления, нерегули-
руемых отборов, растопочных линий

————— · —————

Пар замасленный

————— -//· —————

Паровоздушная смесь, сдвуха

=====
=====
=====

ВОДА

Вода питательная

—————

Вода сетевая, подпиточная

— · · — · · — · · —

Вода сырая, техническая,
циркуляционная

— · — · — · — · — · — · — · — · — · —

Конденсат

————— —————

Вода химообессоленная

————— X1 —————

Вода осветленная

————— 0 —————

Вода химоочищенная

————— X —————

Продувка непрерывная

+ — — — +

Продувка периодическая

— — —

Вода промывочная

————— П —————

Дренаж, переливы, сливы

~~~~~

Дистиллят испарителя

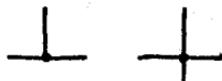


Дистиллят очищенный

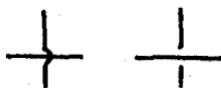


ОБОЗНАЧЕНИЯ УСЛОВНЫЕ ВЗАИМНОГО РАС-  
ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПОДВОДА И  
ОТВОДА СРЕДЫ

Соединение трубопроводов



Перекрещивание трубопроводов ( без  
соединения )



Конец трубопровода с заглушкой  
(общее обозначение)



Подвод жидкости под давлением (без  
указания источника питания)



Слив жидкости из системы



Подвод воздуха (газа) под давлением  
(без указания источника питания)



Выпуск воздуха (газа) в атмосферу



А Р М А Т У Р А

ПО СТАНДАРТАМ ЕСКД ГОСТ 2785-70, ГОСТ  
2722-68, ГОСТ 2724-68

Вентиль (клапан) запорный

проходной  
угловой



Вентиль (клапан) трехходовой



Вентиль, клапан регулирующий  
проходной  
угловой



Клапан обратный (клапан невозвратный)  
проходной



угловой

Примечание. Движение рабочей среды через клапан должно быть направлено от белого треугольника к черному



Клапан предохранительный  
проходной



угловой

Клапан дроссельный



Клапан редукционный



Примечание. Вершина треугольника должна быть направлена в сторону повышенного давления.

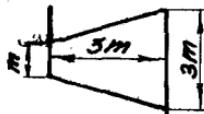


Задвижка



ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ  
ОБОРУДОВАНИЕ ТЭС  
ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ТЭС

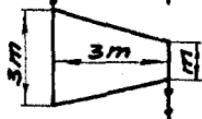
Цилиндр турбины однопоточный или газовая турбина (высокого, среднего и низкого давления)



Цилиндр турбины двухпоточный (высокого, среднего, низкого давления)



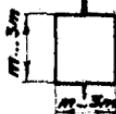
Компрессор газотурбинной установки (высокого, среднего, низкого давления), турбокомпрессор, трубовоздуховка



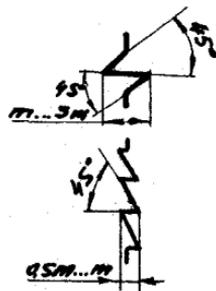
Турбопривод (привод механизмов собственных расходов)



Котел паровой, водогрейный



Пароперегреватель первичный, промежуточный (газовый)



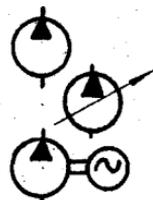
Экономайзер

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ТЭС

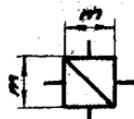
По стандартам ГОСТ 2782-60, ГОСТ 2722-68,  
ГОСТ 2780-68

Насос постоянной производительности с постоянным направлением потока с переменной производительностью

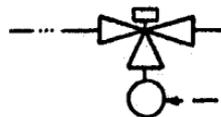
Насос с приводом от электродвигателя переменного тока



Испаритель турбоустановки

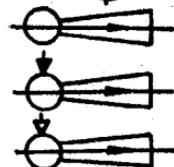


Быстродействующая редукционно-охлаждающая установка (БРОУ) с электромагнитным приводом

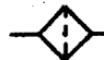


Насос струйный (эжектор, инжектор, элеватор водоструйный и пароструйный)

общее обозначение  
насос водоструйный  
насос пароструйный



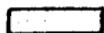
Фильтр для жидкости или воздуха



Конденсатоотводчик (конденсатный горшок)



Бак под атмосферным давлением



- с внутренним давлением выше атмосферного
- с внутренним давлением ниже атмосферного

по ОСТ 108.001.105.77

Конденсатор поверхностный однопоточный

двухпоточный

Теплообменник смешивающий

Теплообменник поверхностный  
подогреватель пароводяной

подогреватель водоводяной

подогреватель поверхностный со встроенными поверхностями нагрева

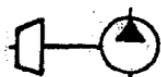
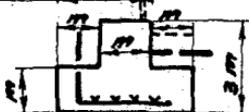
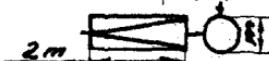
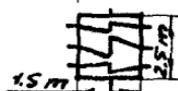
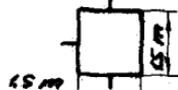
Редукционно-охлаждающая установка (РОУ)

Деаэратор (рабочее давление деаэратора проставляется в контурах бака)

Потребитель тепла

Турбонасос

Впрыск



## СО Д Е Р Ж А Н И Е

|                                                                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Цель и задачи курсовой работы .....                                                                                              | 3  |
| 2. Определение тепловых нагрузок промышленно-жилого района .....                                                                    | 3  |
| 2.1. Определение максимального расхода теплоты на отопление промышленных предприятий, жилых и общественных зданий.....              | 4  |
| 2.2. Определение максимального расхода теплоты на вентиляцию промышленных предприятий, жилых и общественных зданий .....            | 5  |
| 2.3. Определение максимального расхода теплоты на горячее водоснабжение промышленных предприятий, жилых и общественных зданий ..... | 6  |
| 3. Построение годового графика тепловых нагрузок по продолжительности .....                                                         | 7  |
| 4. Выбор варианта энергоснабжения промышленно-жилого района .....                                                                   | 8  |
| 4.1. Вариант комбинированного энергоснабжения от ТЭЦ.....                                                                           | 9  |
| 4.1.1. Выбор основного оборудования ТЭЦ .....                                                                                       | 9  |
| 4.1.2. Определение капитальных вложений в сооружение ТЭЦ... ..                                                                      | 11 |
| 4.1.3. Определение расхода топлива и основных показателей для варианта энергоснабжения от ТЭЦ .....                                 | 11 |
| 4.2. Вариант раздельного энергоснабжения от КЭС и котельной.....                                                                    | 13 |
| 4.2.1. Определение капитальных вложений в сооружение КЭС и котельной .....                                                          | 13 |
| 4.2.2. Определение расхода топлива и основных показателей энергоснабжения по раздельной схеме от КЭС и котельной .....              | 14 |
| 4.3. Выбор варианта энергоснабжения промышленного района....                                                                        | 15 |
| 5. Построение процесса расширения пара в турбине .....                                                                              | 16 |
| 6. Расчет и выбор сетевой установки .....                                                                                           | 16 |
| 7. Требования к оформлению курсовой работы .....                                                                                    | 18 |
| Литература .....                                                                                                                    | 19 |
| Приложения .....                                                                                                                    | 20 |

Владимир Иванович НАЗАРОВ  
Всеволод Константинович БАЛАБАНОВИЧ

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ  
к курсовой работе по курсу  
"Теплоэнергетические установки и теплоснабжение"  
для студентов специальности 0303

Редактор Н.Я.Проина

---

Подписано в печать 23.08.84. АТ 08565.

Формат 60x84<sup>1</sup>/16. Бумага т.№2. Офс.печать.

Усл.печ.л.1,95. Уч.-изд.л.1,50. Тир.300. Зак.1440. Цена 5 коп.  
Отпечатано на ротаприанте БИИ.220027, Минск, Ленинский пр.65.