

**Некоммерческое
акционерное
общество**



**АЛМАТИНСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
ЭНЕРГЕТИКИ И
СВЯЗИ**

Кафедра тепловых энер-
гетических установок

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Методические указания и задания к выполнению
расчетно-графическим работам
для студентов специальности 5В070200 - Автоматизация и управление

Алматы 2016

СОСТАВИТЕЛИ: Бахтияр Б.Т., Муканова Д.Т. Технологические основы производства тепловой энергии. Методические указания и задания к выполнению расчетно-графических работ для студентов специальности 5В070200 - Автоматизация и управление. - Алматы: АУЭС, 2016. – 22 с.

Методические указания содержат контрольные задания по курсу «Технологические основы производства тепловой энергии» для студентов очной формы обучения. Согласно заданию студент должен определить тепловые нагрузки и выбрать состав основного оборудования ТЭЦ или определить показатели тепловой экономичности энергоблока КЭС, начертить принципиальную тепловую схему ТЭС. Даны общие методические указания к выполнению задач, касающихся выбора основного оборудования тепловых электрических станций, расчета основных технико-экономических показателей и методика составления принципиальной тепловой схемы.

Ил.3, табл. 4, библиограф. -15 назв.

Рецензент: канд. техн. наук, доцент С.К.Абильдинова

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи» на 2016 г.

© Алматинский институт энергетики и связи, 2016г.

Содержание

	Стр
Введение	3
Варианты задания	4
Методические указания к выполнению РГР	4
Обоснование, выбор основного оборудования ГРЭС, определение показателей тепловой экономичности энергоблока, принципиальная тепловая схема энергоблока	4
1.1 Обоснование и выбор основного оборудования ГРЭС	4
1.2 Определение показателей тепловой экономичности энергоблока	5
1.3 Принципиальная тепловая схема энергоблока	7
Определение потребности города (района) в тепле. Выбор основного оборудования ТЭЦ. Определение годового отпуска тепла основными и пиковыми источниками	7
2.1 Определение потребности города (района) в тепле. Определение часовых тепловых нагрузок	8
2.2 Укрупненные показатели среднего теплового потока на горячее водоснабжение	10
3 Основные буквенные обозначения величин	11
4 Выбор основного оборудования ТЭС. Определение годового отпуска тепла основными и пиковыми источниками	12
Список литературы	21
Содержание	22

Введение

Курс «Технологические основы производства тепловой энергии» является одним из завершающих дисциплин в подготовке инженеров-электриков, обучающихся по специальности 5В070200 - Автоматизация и управление.

Целью курса является приобретение студентами знаний и навыков, необходимых для грамотной эксплуатации оборудования электростанций. Широкий диапазон использования различных энергетических установок требует комплексного подхода при их эксплуатации, знания теоретических основ их работы, количественных и качественных характеристик, которые необходимы инженерам-электрикам, работающим на ТЭС, ГЭС и в энергетических системах.

Для закрепления теоретических знаний, полученных на лекциях необходимо выполнить в соответствии с вариантом одну расчетно-графическую работу.

В РГР согласно заданию следует произвести выбор основного оборудования и определить технико-экономические показатели энергоблока КЭС или определить тепловые нагрузки и произвести выбор основного оборудования ТЭЦ, а также составить принципиальную тепловую схему ТЭС.

В задании указываются тип, место расположения и установленная мощность станции, характеристика теплоснабжения района в случае проектирования ТЭЦ.

РГР включает в себя расчетно-пояснительную записку, которая должна содержать:

Для ГРЭС: а) выбор основного оборудования и его техническую характеристику;

б) построение процесса расширения пара в турбоустановке в h,S -диаграмме;

в) определение показателей тепловой экономичности энергоблока;

г) принципиальную тепловую схему энергоблока на формате А4.

Для ТЭЦ: а) Определение потребности города (района) в тепле.

б) выбор основного оборудования ТЭЦ;

в) определение годового отпуска тепла основными и пиковыми источниками;

г) годовой график тепловой нагрузки по продолжительности на миллиметровке форматом А4.

Варианты задания

Таблица 1

Последняя цифра зачетной книжки	Тип электростанции	Пар на технологические нужды	Место расположения	Численность населения, тыс. человек
0	Проект ГРЭС Нуст=2400 МВт		г.Аксу, Павлодарская область	40
1	Проект промышленно-отопительной ТЭЦ	Рпр=13 ата; Дпр=480т/ч; Док=70%; ток=50 ⁰ С;	район г. Астаны	460
2	Проект промышленно-отопительной ТЭЦ	Рпр=13 ата; Дпр=200т/ч; Док=60%; ток=70 ⁰ С;	район г.Алматы	500
3	Проект отопительной ТЭЦ		район г.Петропавловск	320
4	Проект газомазутной ГРЭС Нуст=1200МВт		г.Тараз	
5	Проект промышленно-отопительной ТЭЦ	Рпр=10 ата; Дпр=320т/ч; Док=0%;	район г.Кзыл-Орды	300
6	Проект отопительной ТЭЦ		г.Павлодар	550
7	Проект промышленно-отопительной ТЭЦ	Рпр=8 ата; Дпр=800т/ч; Док=30%; ток=50 ⁰ С;	г.Актау	300
8	Проект ГРЭС Нуст=1000МВт		г. Экибастуз	
9	Проект отопительной ТЭЦ		г.Усть-Каменогорск	400

Методические указания к выполнению РГР

Обоснование, выбор основного оборудования ГРЭС, определение показателей тепловой экономичности энергоблока, принципиальная тепловая схема энергоблока

1.1 Обоснование и выбор основного оборудования ГРЭС

Единичная мощность конденсационных блоков электростанций в энергосистемах выбирается возможно более крупной с учётом

перспективного развития объединенной энергосистемы, а на станциях, входящих в изолированные системы на основе технико-экономического анализа с учётом величины аварийного резерва.

При выборе мощности и количества турбин необходимо стремиться к наибольшей степени использования агрегата в течение года (коэффициент использования установленной мощности $k_{исп} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{N_{уст} \cdot 8760}$ должен быть максимальным) и наименьшему годовому расходу топлива $V_{год}$.

Для конденсационных электростанций с промежуточным перегревом пара, входящих в крупные энергосистемы, следует применять блочные схемы предпочтительно с одним парогенератором на турбину (моно-блок). Паропроизводительность D_k и число энергетических парогенераторов n_k на ГРЭС выбирается по максимальному пропуску острого пара через турбину D_{max}^T при номинальной мощности с учетом собственных нужд и с запасом до 3%.

Установка дополнительных парогенераторов (резервных и ремонтных) для ГРЭС, входящих в энергосистемы, не предусматривается.

В случае изолированных электростанций выбор агрегатов производится таким образом, чтобы при выходе одного из них, оставшиеся обеспечили покрытие электрических нагрузок с учетом допустимого потребителями регулирования.

Выбор мощности парогенераторов и турбин должен учитывать возможность их ремонта и ревизии в периоды понижения нагрузок станции. Мощность, тип и параметры отдельных турбин и парогенераторов желательно иметь одинаковыми для упрощения ремонта и обслуживания станции.

На электростанциях высокого давления до 13,0 МПа применяют барабанные и прямоточные парогенераторы. Для станций с давлением свыше 13,0 МПа применяют прямоточные парогенераторы.

Парогенераторы производительностью свыше 400 т/ч должны выполняться с газоплотными панелями; газомазутные парогенераторы преимущественно с наддувом; пылеугольные – под разрежением.

1.2 Определение показателей тепловой экономичности энергоблока

Определяют следующие энергетические показатели:

- Расход пара D_0 на турбину, кг/ч,

$$D_0 = \frac{3600 \cdot N_s}{\Delta H_k \cdot (1 - \alpha_r \cdot y_r) \cdot \eta_m \cdot \eta_e}; \quad (1)$$

- Удельный расход пара на турбину, кг/(кВт*ч),

$$d_0 = \frac{D_0}{N_s}; \quad (2)$$

- расход теплоты на турбоустановку, кДж/с,

$$Q_{my} = D_0 (h_0 - h_{ng}) + D_{nn} (h_{nn} - h_{nn}^0) - D_{ог} (h_{ng} - h_{ог}); \quad (3)$$

- удельный расход теплоты на турбоустановку

$$q_{my} = \frac{Q_{my}}{N_{\varepsilon}} ; \quad (4)$$

- КПД турбоустановки

$$\eta_{my} = \frac{1}{q_{my}} ; \quad (5)$$

- Тепловая нагрузка парового котла, кДж/с

$$Q_{нк} = D_{нк} (h_{ne} - h_{ne}^{нк}) + D_{nn} (h_{nn}^{нк} - h_{nn}^{0,нк}) ; \quad (6)$$

- КПД транспорта теплоты (трубопроводов)

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{my}}{Q_{нк}} ; \quad (7)$$

- Количество теплоты топлива

$$Q_c = \frac{Q_{нк}}{\eta_{нк}} ; \quad (8)$$

- КПД энергоблока (электростанции) брутто

$$\eta_c = \frac{N_{\varepsilon}}{Q_c} = \eta_{my}^a \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{нк} . \quad (9)$$

В этом выражении исключена мощность приводных турбин питательных насосов и воздуходувок, а также не учтена мощность прочих двигателей собственных нужд энергоблока (электростанции).

- КПД энергоблока (электростанции) нетто

$$\eta_c^H = \eta_c \cdot (1 - \varepsilon_{cn}) \quad (10)$$

где $\varepsilon_{cn} = \frac{N_{cn}}{N_{\varepsilon}} = 0,03 - 0,07$ (большее значение на энергоблоках на твердом топливе).

- Удельный расход теплоты энергоблока (электростанции) нетто

$$q_c^H = \frac{Q_c}{N_{\varepsilon} - N_{cn}} = \frac{1}{\eta_c^H} ; \quad (11)$$

- Часовые расходы условного и натурального топлива, кг/с

$$B_y = \frac{Q_c}{Q_{ny}^p} ; \quad (12)$$

$$B_H = \frac{Q_c}{Q_H^p} . \quad (13)$$

где теплота сгорания условного топлива равна $Q_{ny}^p = 29330$ кДж/кг. Удельный расход условного топлива нетто, г/(кВт*ч)

$$\sigma_y^H = \frac{123}{\eta_c^H} . \quad (14)$$

Среднегодовые удельные расходы топлива для современных энергоблоков составляют $v_y^H = 329-336$ г/(кВт*ч).

Методика построения процесса расширения пара в турбине подробно изложена в [2]стр.151-152; в [9] стр.107-108.

1.3 Принципиальная тепловая схема энергоблока

После выбора основного оборудования проектируемой ТЭС студент может приступить к составлению принципиальной тепловой схемы станции (блока).

Для составления принципиальной тепловой схемы необходимо знать подробные характеристики принятого оборудования.

Основные технические характеристики турбоустановок приведены в источниках [3,7,8].

Принципиальная тепловая схема характеризует сущность основного технологического процесса станции, определяет тепловую экономичность и уровень технического совершенства ТЭС. Эта схема включает парогенерирующий и турбинный агрегаты, систему регенерации, испарители, деаэраторы, сетевую подогревательную установку, насосы и т.д. в которой основное и вспомогательное оборудование объединяется трубопроводами в соответствии с последовательностью движения воды и пара в установке. В этой схеме типовое оборудование изображается в виде одного агрегата, резервное оборудование и арматура не показывается.

Принципиальная тепловая схема определяется типом турбин станции, так как каждая турбина поставляется заводом изготовителем вместе с соответствующим комплектом вспомогательного оборудования и тепловой схемой регенерации. Основные принципиальные тепловые схемы можно найти в [2,3,5,6,11].

2 Определение потребности города (района) в тепле. Выбор основного оборудования ТЭЦ. Определение годового отпуска тепла основными и пиковыми источниками

При проектировании ТЭЦ, работающей в энергосистеме, мощность и тип теплофикационных турбин определяется главным образом тепловой нагрузкой, т.е. графиками тепловой нагрузки и параметрами теплоснабжения. Недостаток электрической энергии для снабжения потребителей удовлетворяется за счет энергосистемы и, наоборот, избыточная электроэнергия от ТЭЦ направляется в систему.

Потребление тепла от ТЭЦ в общем случае производится на:

- а) технологические цели производства;
- б) отопление и вентиляцию жилых и производственных помещений;
- в) горячее водоснабжение для бытовых нужд и для нужд производства.

2.1 Определение потребности города (района) в тепле. Определение часовых тепловых нагрузок

При решении этого вопроса проектными организациями проводятся изыскательские работы, предусматривающие выявление фактических и перспективных тепловых нагрузок по видам и характеру потребления: промышленное, отопления и вентиляции, горячее водоснабжение.

В случае отсутствия таких данных можно пользоваться укрупненными показателями максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади q₀, Вт. (таблица 2)

Таблица 2

Этажность жилой постройки	Характеристика зданий	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, t ₀ , °C										
		-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
Для постройки до 1985г.												
1-2	Без учета внедрения энерго сберегающих мероприятий	148	154	160	205	213	230	234	237	242	255	271
3-4		95	102	109	117	126	134	144	150	160	169	179
5 и более		65	70	77	79	86	88	98	102	109	115	122
1-2	С учетом внедрения энерго сберегающих мероприятий	147	153	160	194	201	218	222	225	230	242	257
3-4		90	97	103	111	119	128	137	140	152	160	171
5 и более		65	69	73	75	82	88	92	96	103	109	116
Для постройки после 1985г.												
1-2	По новым типовым проектам	145	152	159	166	173	177	180	187	194	200	208
3-4		74	80	86	91	97	101	103	109	116	123	130
5 и более		65	67	70	73	81	87	87	95	100	102	108
Примечания:												
1 Энергосберегающие мероприятия обеспечиваются проведением работ по утеплению зданий при капитальных и текущих ремонтах, направленных на снижение тепловых потерь.												
2 Укрупненные показатели зданий по новым типовым проектам приведены с учетом внедрения прогрессивных архитектурно-планировочных решений и применения строительных конструкций с улучшенными теплофизическими свойствами, обеспечивающими снижение тепловых потерь.												

Максимальные тепловые потоки на отопление Q_{o max}, вентиляцию Q_{v max}, и горячее водоснабжение Q_{h max} жилых, общественных и производственных зданий следует принимать при проектировании тепловых сетей по соответствующим проектам.

При отсутствии проектов допускается определять тепловые потоки в соответствии с нижеизложенными требованиями.

Средние тепловые потоки на горячее водоснабжение Q_{hm} зданий следует определять по нормам расхода горячей воды в соответствии со СНиП 2.04.01-85.

Тепловые потоки при отсутствии проектов отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий и сооружений определяются:

– для предприятий – по укрупненным ведомственным нормам, утвержденным в установленном порядке, либо по проектам аналогичных предприятий;

– для жилых районов городов и других населенных пунктов – по формулам:

а) максимальный тепловой поток, Вт, на отопление жилых и общественных зданий

$$Q_{o \max} = q_0 A (1+k_1); \quad (15)$$

б) максимальный тепловой поток, Вт, на вентиляцию общественных зданий

$$Q_{v \max} = k_1 k_2 q_0 A; \quad (16)$$

в) средний тепловой поток, Вт, на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

$$Q_{hm} = \frac{1,2 \cdot m \cdot (a + \epsilon) \cdot (55 - t_c)}{24 \cdot 3,6} \cdot c; \quad (17)$$

или

$$Q_{hm} = q_h \cdot m; \quad (18)$$

г) максимальный тепловой поток, Вт, на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

$$Q_{h \max} = 2,4 \cdot Q_{hm}. \quad (19)$$

где k_1 - коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

k_2 - коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать равным: для общественных зданий, построенных до 1985г. – 0,4, после 1985 г. – 0,6.

Средний тепловой поток на отопление жилых районов населенных пунктов, Вт, следует определять по формуле

$$Q_{om} = Q_{o \max} \frac{t_i - t_{om}}{t_i - t_0}; \quad (20)$$

то же - на вентиляцию, Вт, при t_0 :

$$Q_{vm} = Q_{vmax} \frac{t_i - t_{om}}{t_i - t_0}. \quad (21)$$

Средний тепловой поток, Вт, на горячее водоснабжение жилых районов населенных пунктов в неотапительный период следует определять по формуле

$$Q_{hm}^s = Q_{hm} \frac{55 - t_c^s}{55 - t_c} \beta. \quad (22)$$

2.2 Укрупненные показатели среднего теплового потока на горячее водоснабжение q_h

Таблица 3

Средняя за отопительный период норма расхода воды при температуре 55 ⁰ С на горячее водоснабжение в сутки на 1 чел, проживающего в здании с горячим водоснабжением, л	На одного человека, Вт, проживающего в здании		
	С горячим водоснабжением	С горячим водоснабжением с учетом потребления в общественных зданиях	Без горячего водоснабжения с учетом потребления в общественных зданиях
85	247	320	73
90	259	332	73
105	305	376	73
115	334	407	73

t_0 - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, ⁰С;

t_i - средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, принимаемая для жилых и общественных зданий равной 18⁰С, для производственных зданий - 16⁰С;

$t_{от}$ - средняя температура наружного воздуха за период со среднесуточной температурой воздуха 8⁰С и менее (отапительный период), ⁰С;

t_c - температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5⁰С);

t_c^s - температура холодной (водопроводной) воды в неотапительный период (при отсутствии данных принимается равной 15⁰С);

t_h - температура воды, поступающей в систему горячего водоснабжения потребителей, ⁰С;

G_{omax} - максимальный расход воды на отопление при t_0 , кг/ч;

G_{vmax} - максимальный расход воды на вентиляцию, кг/ч;

G_{hm} , G_{hmax} - средний и максимальный расходы воды на горячее водоснабжение, кг/ч;

а - норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре 55⁰С на одного человека в сутки, проживающего в здании с горячим водоснабжением, принимаемая в зависимости от степени комфортности зданий в соответствии со СНиП 2.04.01- 85л.

в - норма расхода воды на горячее водоснабжение, потребляемой в общественных зданиях 55⁰С, принимая в размере 25 л/сут на 1 чел.

т - число человек;

β - коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных для жилищно-коммунального сектора равным 0,8 (для курортов β=1,2-1,5), для предприятий 1,0.

3 Основные буквенные обозначения величин

Q_{omax} - максимальный тепловой поток на отопление при t_0 , Вт;

$Q_{от}$ - средний тепловой поток на отопление при $t_{от}$, Вт;

Q_{vmax} - максимальный тепловой поток на вентиляцию при t_0 , Вт;

Q_{vm} - средний тепловой поток на вентиляцию при $t_{от}$, Вт;

Q_{hmax} - максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение в сутки наибольшего водопотребления за период со среднесуточной температурой наружного воздуха 8⁰С и менее (отапительный период), Вт;

Q_{hm} - средний тепловой поток на горячее водоснабжение в средние сутки за неделю в отапительный период, Вт;

Q_{hm}^s - то же, за период со среднесуточной температурой наружного воздуха более 8⁰С (неотапительный период), Вт;

С - удельная теплоемкость воды, принимаемая в расчетах равной 4,187 кДж/(кг⁰С);

q_0 - укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1м² общей площади, принимаемый по рекомендуемому приложению 2, Вт.

А - общая площадь жилых зданий, м²; при отсутствии данных $A=n \cdot f_n$ -

n - численность населения;

$f_n= 9-12$ м²/чел; - норма жилой площади на 1 человека;

q_h - укрупненный показатель среднего теплового потока на горячее водоснабжение на одного человека, принимаемый по таблице 3 , Вт.

Общий расход тепла на коммунально-бытовые нужды:

$$Q_{кб}^u = Q_{omax} + Q_{vmax} + Q_{hmax} \cdot \text{МВт.} \quad (23)$$

4 Выбор основного оборудования ТЭЦ. Определение годового отпуска тепла основными и пиковыми источниками

Составим таблицу тепловых нагрузок ТЭЦ для четырех характерных нагрузок теплоснабжения в течении года.

I РЕЖИМ

Максимально – зимний, соответствующий расчетной температуре наружного воздуха для отопления t_0 . Этот режим определяет максимальную выработку пара на ТЭЦ, и следовательно, суммарную мощность устанавливаемых парогенераторов. Отопительно-вентиляционные нагрузки и нагрузки по технологическому пару в этом режиме принимаются максимально-суточными, нагрузка горячего водоснабжения - среднечасовой за неделю.

II РЕЖИМ

Этот режим соответствует средней за наиболее холодный месяц температуре наружного воздуха $t_n^{cp.x}$ и просчитывается при условии остановки одного наиболее мощного парогенератора ТЭЦ. При этом электростанцией должны обеспечиваться:

- Максимально-длительная отдача пара на производство;
- Средняя за наиболее холодный месяц отдача тепла на отопление;
- Среднечасовой за неделю расход тепла на горячее водоснабжение;
- Для электростанций, работающих в энергосистеме, допускается снижение электрической нагрузки на величину мощности одного наибольшего агрегата.
- *Второй режим определяет число и единичную мощность устанавливаемых на ТЭЦ парогенераторов и водогрейных котлов.*

III РЕЖИМ

Среднеотопительный. Этот режим рассчитывается при средней за отопительный период температуре наружного воздуха $t_n^{cp.ot}$ и соответствующих отопительных нагрузках. Нагрузка по пару промышленным потребителям принимается максимально-суточной, а нагрузки горячего водоснабжения среднечасовыми за неделю. *По этому режиму производят выбор теплофикационных турбин.*

IV РЕЖИМ

Режим летний. Отопительная нагрузка отсутствует. Нагрузка по технологическому пару принимается летней максимально - суточной, а по горячему водоснабжению - среднечасовая за неделю.

Расчетные температуры и климатологические данные для характерных режимов отопительного периода приведены в приложениях [10].

Сводная таблица тепловых нагрузок внешних потребителей
Таблица 4

№ п/п	Наименование группы потребителей	Теплоноситель и его параметры на выходе	Ед.измерения	РЕЖИМЫ				Возврат конденсата и его температура
				I	II	III	IV	
1	Промышленные предприятия	Пар Р и t по характеристикам отборов турбин	т/ч	Из задания				Из задания
2	Отопление	Вода 150-70 ⁰ С	МВт	Q _{отмах}	Q _{от}	Q _{от}	-	
3	Вентиляция		МВт	Q _{вмах}	Q _{вм}	Q _{вм}		
4	Горячее водоснабжение	Вода +65 ⁰ С	МВт	Q _{hмах}	Q _{hm}	Q _{hm}	0,8Q _{hm}	
	Итого по теплоносителю горячая вода	Вода 150-70 ⁰ С	Мвт	Q ^I _{ту}	Q ^{II} _{ту}	Q ^{III} _{ту}	Q ^{IV} _{ту}	
	а) в том числе по основным сетевым подогревателям	Вода t _{осн} -t ^{св} _{ов}	Мвт	Q ^I _{осн}	Q ^{II} _{осн}	Q ^{III} _{осн}	Q ^{IV} _{осн}	
	б) пиковой сетевой установке	Вода t ^{св} _{пр} -t _{осп}	Мвт	Q ^I _{пу}	Q ^{II} _{пу}	Q ^{III} _{пу}	-	

На данном этапе расчета следует построить температурный график теплоснабжения отопления и вентиляции для данного района. График должен быть построен на миллиметровке.

В СНГ в основном принят температурный график $150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$. Это значит, что при расчетной температуре наружного воздуха в данном районе (t_p) температура прямой сетевой воды на выходе из теплофикационной установки должна быть 150°C , а обратная сетевая перед установкой 70°C . Начальная точка графика определяется из условий, что у потребителя $t_{\text{ж}}=20^{\circ}\text{C}$: $t_{\text{н.в.}}=20^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{пр}}^{\text{CB}}=t_{\text{обр}}^{\text{CB}}=20^{\circ}\text{C}$, но с учетом потерь в сетях, так как график строится для теплофикационной установки принято

$$t_{\text{ж}} = t_{\text{н.в.}} = t_{\text{пр}}^{\text{CB}} = t_{\text{обр}}^{\text{CB}} = 20^{\circ}\text{C}.$$

$t_{\text{cp}}^{\text{OT}}$, $t_{\text{cp}}^{\text{XM}}$, t_p - температуры наружного воздуха по режимам для данного района;

$t_{\text{пр}}^{\text{CB}}$ - температура прямой сетевой воды после теплофикационной установки;

$t_{\text{обр}}^{\text{CB}}$ - температура обратной сетевой воды перед теплофикационной установкой;

$t_{\text{осн}}$ - температура сетевой воды после основного сетевого подогревателя, перед пиковой сетевой установкой;

$t_{\text{нв}}$ - температура наружного воздуха;

$\Delta t_{\text{осп}}$ - разность температуры воды на входе и выходе из основных сетевых подогревателей;

$\Delta t_{\text{псу}}$ - разность температуры воды на входе и выходе из пиковой сетевой установки.

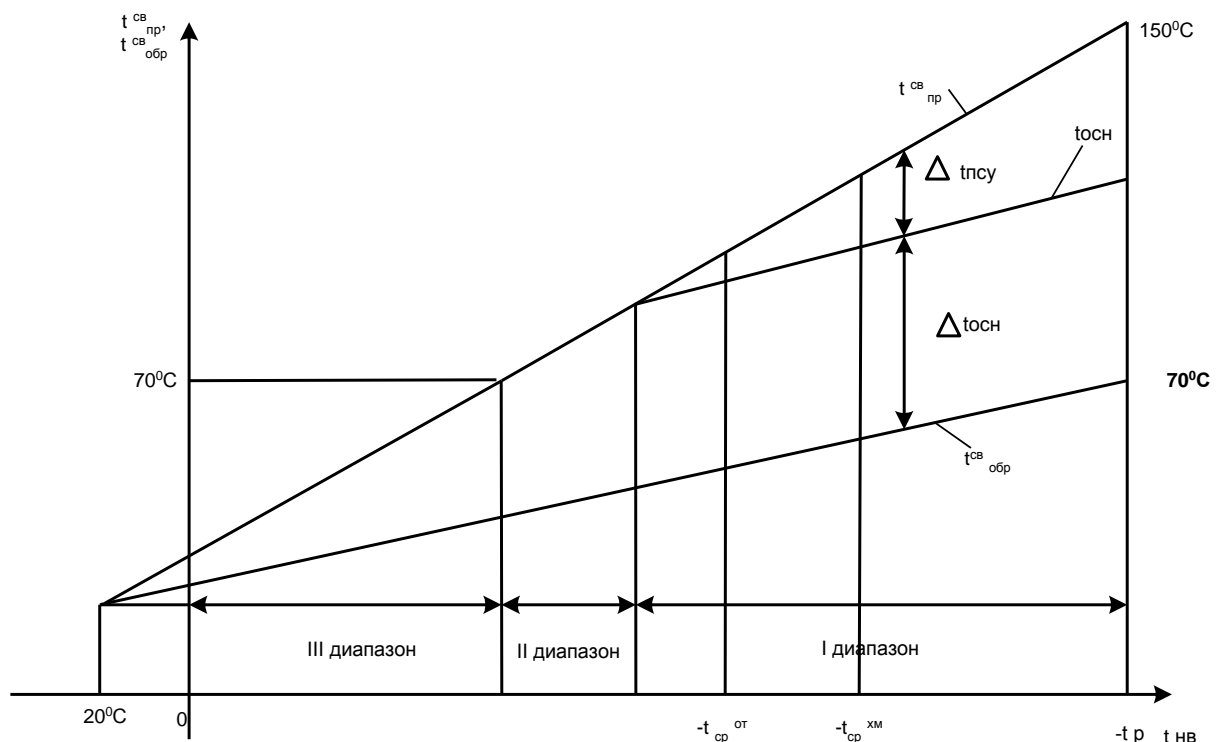


Рисунок 1- Температурный график теплоснабжения

При снижении температуры прямой сетевой воды до 70°C , для обеспечения требуемой температуры ГВС- 65°C , температура её несмотря на повышение температуры наружного воздуха остается постоянной – $+70^{\circ}\text{C}$.

Температурный график по режимам работы теплофикационной установки можно разбить на три диапазона – I, II, III.

В I диапазоне работают основные сетевые подогреватели и пиковая сетевая установка. Нагрузка основных сетевых подогревателей постоянная ($\Delta t_{осн} = \text{const}$), максимальная, а $t_{осн}$ изменяется за счет изменения давлений в верхнем и нижнем теплофикационных отборах (такой режим работы характерен для турбоагрегатов - Т-50/60, Т-100/120, Т-175/210, Т-250/300, ПТ-80/100, ПТ-135/165).

Во II диапазоне в работе находятся только основные сетевые подогреватели, причем нагрузка на них меняется, а давление в теплофикационных отборах зависит от $t_{пр}^{св}$;

В III диапазоне работают также только основные сетевые подогреватели, но $t_{пр}^{св}$ не меняется, давление в отборах не меняется, регулирование нагрузки должно быть количественным (пропусками).

На графике следует отразить температуры наружного воздуха $t_{н}^{ср.х}$, $t_{н}^{ср.от}$ II и III режимов, что позволит определить отсутствие или участие в работе пиковой установки и определить её нагрузку, т.к. она пропорциональна $\Delta t_{псу}$

$$\Delta t_{псу} = t_{пр}^{св} - t_{осн}.$$

По температурному графику можно провести уточнения α_T – коэффициента теплофикации ТЭЦ.

$$\alpha_m = \frac{t_{осн} - t_{обр}^{св}}{t_{пр}^{св} - t_{обр}^{св}}.$$

Большое значение для определения режима работы отопительной ТЭЦ и проектирования теплоснабжения имеет годовой график по продолжительности отопительно-вентиляционных нагрузок.

Для построения годового графика по продолжительности тепловых нагрузок необходимо:

- а) знать длительность стояния температур наружного воздуха отопительного периода для данного климатического пояса;
- б) построить часовой график расхода тепла в зависимости от наружной температуры воздуха;
- в) принять график зависимости температуры сетевой воды от наружной температуры воздуха.

График тепловых нагрузок по продолжительности состоит из двух частей: в левой части - по оси абсцисс откладывается температура наружного воздуха в диапазоне $+18^{\circ}\text{C} - t_0$, в правой части - по оси абсцисс обозначается время в часах от 0 до 8760 ч. По оси ординат откладывается максимальная нагрузка (сумма нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС). В левой части

графика строятся зависимости тепловых нагрузок от температуры наружного воздуха, затем методом графического сложения строится суммарный график тепловых нагрузок турбоустановки. Используя данные из [10] по продолжительности стояния температур в данном климатическом районе и тепловой нагрузке, соответствующей каждой температуре, из левой части строятся точки, соответствующие продолжительности каждой тепловой нагрузки. Площадь под линией в правой части графика характеризует годовой отпуск тепла из отопительных отборов турбины.

На графике необходимо отметить тепловые нагрузки, соответствующие характерным температурам: расчетной для отопления; средней самого холодного месяца; средней за отопительный период.

Работа ТЭЦ характеризуется режимами, каждому из которых соответствует определенная температура наружного воздуха:

1 режим - максимально-зимний, расчетная температура для отопления, средняя за самые холодные пять суток.

2 режим - холодного месяца (аварийный), средняя температура самого холодного месяца. По нагрузке этого режима выбираются энергетические котельные агрегаты.

3 режим - средне-отопительный, соответствующий средней температуре наружного воздуха за отопительный период. По этому режиму выбираются турбины.

4 режим - летний, соответствующий нагрузке только горячего водоснабжения.

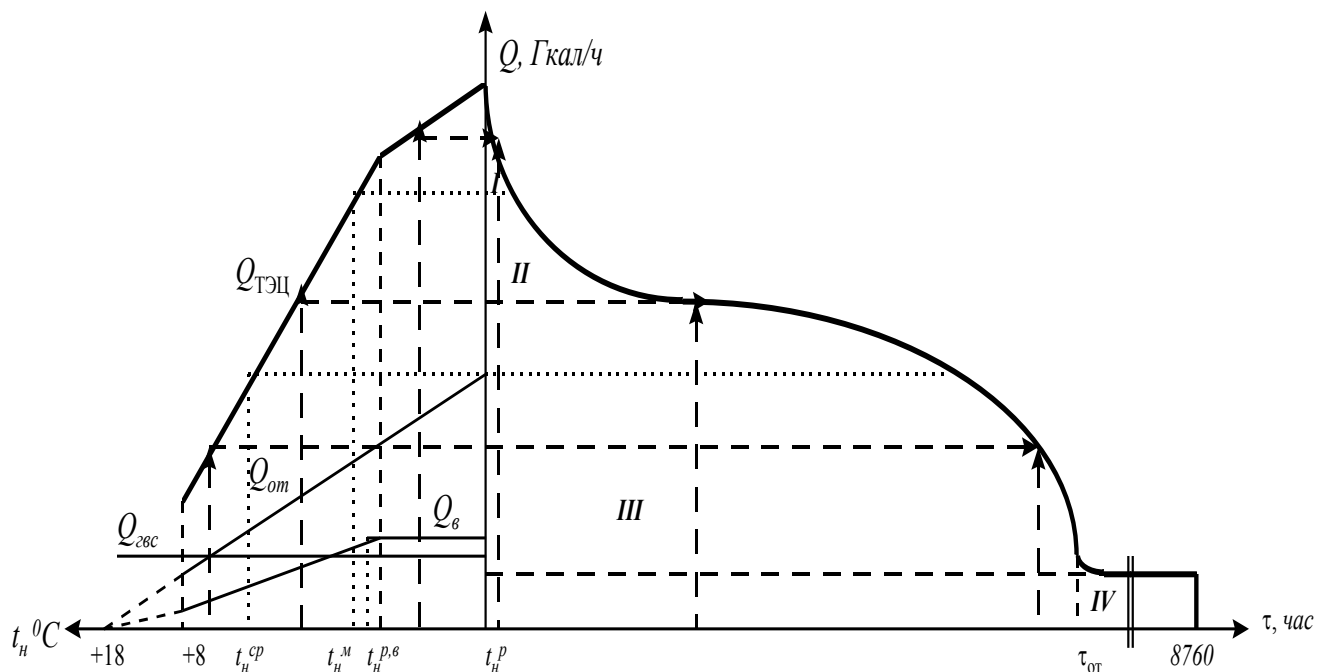
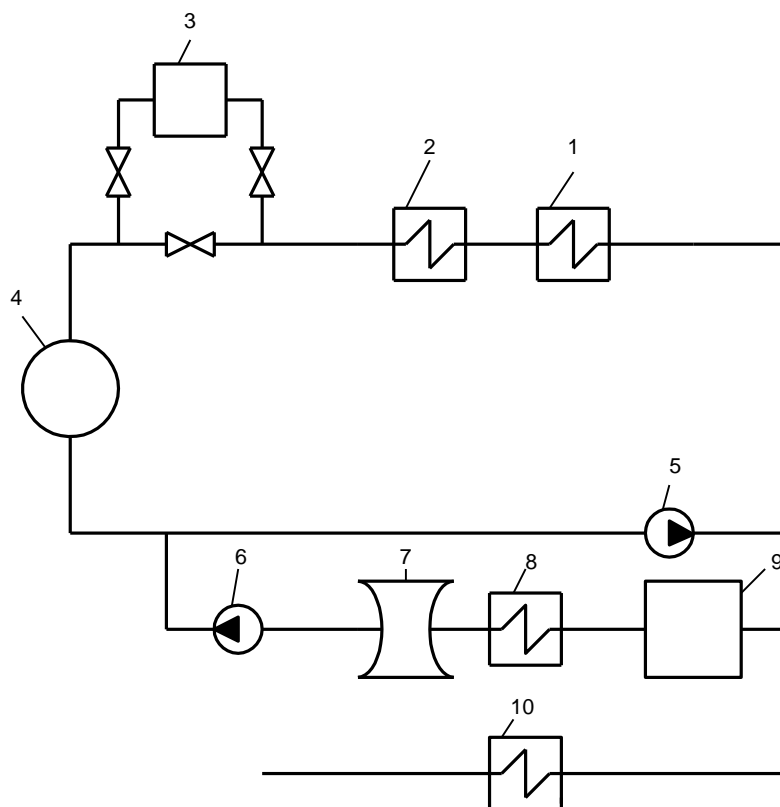


Рисунок 2 - График тепловых нагрузок по продолжительности

Базовую часть отопительной нагрузки покрывают за счёт основных подогревателей, потребляющих пар из отборов турбин. Пиковую часть покрывают за счёт пиковых подогревателей или специальных пиковых водогрейных котлов.



1 - основной сетевой подогреватель нижнего отбора; 2 - основной сетевой подогреватель верхнего отбора; 3 - пиковый водогрейный котел (пиковый сетевой подогреватель); 4 - потребитель отопления, вентиляции, горячего водоснабжения; 5 - сетевой насос; 6 - подпиточный насос; 7 - вакуумный деаэратор подпитки тепловых сетей; 8 - подогреватель подпиточной воды теплосетей (при необходимости); 9 - ХВО; 10 - подогреватель сырой воды на ХВО;

Рисунок 3 - Схема теплофикационной установки

При распределении тепловой нагрузки между основными и пиковыми источниками важным является правильный выбор расчетного коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$. Оптимальное значение $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ зависит в основном от характера и графика потребления тепловой нагрузки, типа турбин и ряда других факторов и определяется технико-экономическими расчетами.

В случае постоянной технологической нагрузки в течении года принимают $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,7- 0,8$; при сезонной отопительной нагрузке для ТЭЦ высокого давления $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,5- 0,7$ и для ТЭЦ среднего давления $\alpha_{\text{ТЭЦ}} = 0,4- 0,5$.

На основании графика тепловой нагрузки по её продолжительности можно выбрать число и единичную мощность теплофикационных турбин, а также определить пиковую часть отопительной нагрузки и оценить величину расчетного коэффициента теплофикации.

В некоторых случаях бывает заданным тип и мощность теплофикационных турбин. Тогда, задаваясь величиной $\alpha_{\text{тэц}}$, можно определить максимальное количество тепла, отпускаемое от ТЭЦ, а следовательно, и пиковую часть нагрузки при минимально расчетной температуре наружного воздуха. Для определения годового количества тепла, отдаваемого из отборов турбин и пиковых водогрейных котлов, требуется также построить график тепловой нагрузки по её продолжительности.

При выборе турбин следует стремиться к максимальной выработке электрической энергии на тепловом потреблении путем установки на ТЭЦ противодавленческих турбин и турбин с регулируемыми отборами пара.

Мощность турбин ТЭЦ выбирается по величине тепловых нагрузок при выполнении следующих условий:

а) полное удовлетворение из отборов турбин максимальной потребности в паре для технологических целей и собственных нужд станции;

б) удовлетворение потребности в паре системы горячего водоснабжения по средней нагрузке за неделю;

в) покрытие паром отопительно-вентиляционной нагрузки из отборов турбин 50-60% от максимальной теплофикационной нагрузки при $\alpha_{\text{тэц}} = 0,5-0,6$. Остальные 40-50-% теплофикационной нагрузки представляют собой пиковую нагрузку, не превышающую 5-10% годового потребления. Экономически более выгодно пиковую нагрузку покрывать за счет установки на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов или парогенераторов с низкими параметрами пара.

В качестве топлива для пиковых источников рекомендуется принимать газ или мазут, независимо от вида топлива, принятого для ТЭЦ.

Пиковые водогрейные котлы, как правило, открытого типа и могут устанавливаться как на территории станции, так и у потребителя в центре тепловых нагрузок.

При выборе типа и единичной мощности энергетических парогенераторов ТЭЦ необходимо стремиться к однотипности агрегатов.

Для отопительных ТЭЦ не рекомендуется установка резервного парогенератора, так как максимум теплофикационной нагрузки станции непродолжителен и при аварийном отключении одного из парогенераторов тепловая нагрузка может быть снижена до уровня средней нагрузки за наиболее холодный месяц, при этом допускается и некоторое снижение и электрической мощности.

Таким образом, характер графика тепловой нагрузки определяет тип и мощность теплофикационных турбин. При равномерном графике в течении года следует принимать к установке на ТЭЦ противодавленческие турбины,

как наиболее простые, дешевые и экономичные по сравнению с другими типами турбин. При колеблющемся характере тепловых нагрузок требуется установка турбин с регулируемыми отборами пара, которые позволяют более гибко удовлетворять потребности в электрической и тепловой энергии потребителя. Рекомендуется следующая последовательность установки турбин на промышленных ТЭЦ. В первую очередь необходимо устанавливать не более одной - двух турбин типа ПТ в начальный период ввода производственных мощностей данного промышленного района. Последующий рост тепловых нагрузок необходимо удовлетворять установкой противоаварийных турбин.

Такой подбор оборудования обеспечит достижение минимума неэкономичной конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ и соответствующий рост экономии топлива.

Таким образом, базовая часть технологической нагрузки будет покрываться за счет противоаварийных турбин, пиковая часть – турбинами с регулируемыми отборами пара.

При выборе производительности парогенераторов ТЭЦ необходимо руководствоваться следующими указаниями:

а) для блочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, производительность и число парогенераторов выбирается по максимальному пропуску острого пара через турбину с учётом собственных нужд и запасом до 3%.

При выходе из работы одного блока оставшиеся с учетом работы пиковых водогрейных котлов должны обеспечить средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение;

б) для неблочных ТЭЦ, входящих в энергосистему, выбор парогенераторов производится по максимальному расходу пара с тем, чтобы при выходе из работы одного парогенератора оставшиеся, включая пиковые водогрейные котлы, обеспечили максимально длительный отпуск пара на производство и средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, при этом допускается снижение электрической мощности на величину до 10%.

Если дано задание выполнить проект *отопительной ТЭЦ*, то это значит, что требуется покрытие от ТЭЦ только нагрузок жилищно-коммунального сектора (ЖКС), т.е. отопления, вентиляции и горячего водоснабжения: $Q_{от}$, $Q_{вент}$, $Q_{гвс}$.

Если указано выполнить проект *промышленно-отопительной ТЭЦ*, то требуется учесть покрытие нагрузок промышленных предприятий. В этом случае заданием предусматривается максимальная паровая нагрузка D_p , в т/ч, возврат конденсата с производства $D_{ок}$, в %, его температура $t_{ок}$, °С, а также число часов использования максимума производственной паровой нагрузки в год.

Все решения студентом должны приниматься в соответствии с директивной, нормативной, справочной и информационной документацией, ссылки на которую далее будут приводиться.

Прежде чем приступить к работе над РГР необходимо хорошо ознакомиться с характеристикой данного города (района), а именно в первую очередь: количеством жителей, характером жилищно - коммунального сектора, характером и объемом промышленности, характером застройки города, рельефом местности, климатологией района, выявить альтернативные источники топливоснабжения, водоснабжения, характеристики возможных видов топлива, гидрологические данные по источникам водоснабжения, характер вод, необходимо также знать экологические условия данного района и другие.

Все эти данные позволят принимать в РГР грамотные и обоснованные решения.

Всю информацию по этим вопросам можно получить в справочной и другой литературе.

Список литературы

- 1 Фирменный стандарт. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию. – Алматы: АИЭС, 2002. -34 с.
- 2 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 2007.- 328 с.
- 3 Тепловые и атомные электрические станции: Справочник/под общ. Ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина.-2-е изд., перераб.- М.: Энергоатомиздат, 2009.- 608 с.
- 4 Волков Э.П. и др. Энергетические установки электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 280 с.
- 5 Ривкин С.Л., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара.-М.: Энергия, 2005.
- 6 Бузников Е.Ф. Производственные и отопительные котельные. - М.: Энергоиздат, 2008.
- 7 Эстеркин Р.И. Котельные установки/Курсовое и дипломное проектирование. -С-П.: Энергоатомиздат, 2009.
- 8 Михеев в.п., Медников Ю.М. Сжигание природного газа. -Л.: Недра. 2005.-391 с.
- 9 Жидкие углеводороды и нефтепродукты/под ред. Шахпоронова М.И, Филиппова Л.П. - М.: Изд-во МГУ, 2009.-192 с.
- 10 Величко В.И., Пронин В.А. Теплоотдача и энергетическая эффективность трубчатых поверхностей теплообмена.- М.: Изд-во МЭИ, 2007.-63 с.
- 11 Липов Ю.М. Испытания оборудования котельного отделения ТЭЦ МЭИ.- М., 2007. – 132 с.
- 12 Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред. Н.В. Кузнецова и др. - М.:«Энергия», 2008.
- 13 Соколов А.И. Вспомогательное оборудование ТЭС. Насосы и вентиляторы (конспект лекций). – Алматы: АИЭС, 2005. – 81 с.
- 14 Черкасский В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры. – М.: Энергия, 2007. – 424 с.
- 15 Поляков В.В., Скворцов Л.С. Насосы и вентиляторы. – М.: Стройиздат, 2005. – 336 с.

Бахтияр Балжан Горепашкызы
Муканова Динара Тынысбековна

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Методические указания и задания к выполнению
расчетно-графической работы
для студентов специальности 5В070200 - Автоматизация и управление

Редактор Л.Т. Сластихина
Специалист по стандартизации Н.К. Молдабекова

Подписано в печать “ ____ ” ____ ” ____ ”
Тираж 100 экз
Объем 1,0 уч. - изд.л.

Формат 60x84 1/16
Бумага типографская № 1
Заказ _____. Цена 500 тенге

Копировально-множительное бюро
некоммерческого акционерного общества
«Алматинский университет энергетики и связи»
050013, Алматы, Байтурсынова 126