

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ «БЕЛЭНЕРГО»

УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ «МИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОЛЛЕДЖ»



**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ И
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА ПО УЧЕБНОЙ
ДИСЦИПЛИНЕ «ЭКОНОМИКА ОРГАНИЗАЦИИ»**

Специальности

2-43 01 04 «Тепловые электрические станции»

2-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами»

Минск
2022

Разработчик



О.В. Данилетская

Рассмотрено и рекомендовано к утверждению на заседании методической (предметной /цикловой) комиссии специальных теплотехнических дисциплин.

Протокол № 7 «17» февраля 2022г.

Председатель методической

(предметной/ цикловой) комиссии  /Ю.П. Плеско/

Пояснительная записка

Данные методические рекомендации по выполнению курсовой работы и экономической части дипломного проекта разработаны для учащихся специальностей 2-43 01 04 «Тепловые электрические станции» и 2-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами» дневной и заочной формы обучения.

Методические рекомендации по выполнению экономической части дипломного проекта содержат методику и порядок расчёта технико-экономических показателей ТЭС дипломного проекта, учитывая задание и содержание технической части дипломного проекта, специфику условий производства.

Экономическая часть дипломного проекта является значимым разделом, так как в ней выполняются взаимосвязанные расчёты, позволяющие судить о размере затрат капитальных вложений и эксплуатационных затрат, влияющих в конечном счёте на экономический результат деятельности организации и размера получаемой прибыли.

Методические указания разработаны на основе учебной, методической нормативно – справочной и специальной литературы по технико – экономическим расчётам и обоснованию принятых решений в дипломных проектах.

При осуществлении экономических расчетов используются фактическая информация промышленных организаций Республики Беларусь.

Все расчёты производятся в действующих ценах и в соответствии с действующим законодательством Республики Беларусь на момент выполнения экономической части дипломного проекта.

Экономическая часть дипломного проекта является одним из важнейших разделов, так как в ней выполняются взаимосвязанные расчёты, позволяющие судить об экономической объективности принятых решений.

В экономической части ДП для специальности 2-43 01 04 «Тепловые электрические станции» таблица 7.2 - Сводная таблица технико-экономических показателей ТЭС выполняется на формате А2.

Цель КР – углубление и закрепление теоретических знаний по экономике и организации теплехозяйства промышленных предприятий, приобретение практических навыков в расчётах конкретных показателей работы теплехозяйства.

Тема курсовой работы «**Расчёт технико-экономических показателей ТЭС**». Работа выполняется на основании выданного задания и состоит из пояснительной записки.

Пояснительная записка КР включает следующие разделы:

Введение

1 Капиталовложения в строительство ТЭС

2 Полезный отпуск теплоты с коллекторов станции

3 Выработка и отпуск электрической энергии с шин станции

4 Расход условного топлива при однотипном оборудовании

5 Удельный расход условного топлива и КПД станции при однотипном оборудовании

6 Эксплуатационные расходы (издержки) ТЭС

7 Калькуляция себестоимости электрической энергии и теплоты

Выводы

Литература

Приложение А - Структура годовых издержек производства на ТЭС

Приложение Б - Сводная таблица технико-экономических показателей ТЭС

Приложение В - Сравнительный анализ полученных данных ТЭС

Индивидуальные варианты заданий выдаются учащимся на первом учебном занятии.

Данные методические рекомендации переработаны на основе действующих ранее методических указаний (разработанной Зарубиной Н.В.) для выполнения экономической части ДП для специальности 2-43 01 04 «Тепловые электрические станции».

Курсовая работа и экономическая часть ДП оформляется в виде расчетно-пояснительной записки и выполняется на листах белой бумаги формата А4 с рамкой и основной подписью в соответствии с ГОСТ 2.104-68 «Основные надписи».

Построение пояснительной записки, изложение текста, оформление формул, таблиц, должно соответствовать ГОСТ 2.105-95 «Общие требования к текстовым документам» или СТП 7-02 «Правила выполнения текстовых документов», который устанавливает общие требования к структуре, кодированию и выполнению текстовых документов различных видов, разрабатываемых в колледже.

Таблица 1 - Оформление исходных данных КР

№ п/п	Исходные данные	Усл. обозн.	Ед. Измерения	Значение
1	Установленная мощность	Ну	МВт	
2	Количество и тип турбогенераторов	п	-	
3	Число часов использования установленной мощности электростанции	Тэс	ч	
4	Район строительства электростанции	ЭС	-	
5	Вид топлива	Тв	-	
6	Цена топлива	Цт	руб.	
7	Тепловая нагрузка ТЭС	Qтэс	ГДж	
8	Заработная плата рабочих	ЗПраб	руб.	
9	Заработная плата административно-управленческого персонала	ЗПауп	руб.	
10	Коэффициент индляции	Ки	-	

Введение

В этом разделе следует отразить:

- Роль и задачи теплоэнергетики в развитии отраслей народного хозяйства.
- Значение и пути экономии теплоэнергии в народном хозяйстве.
- Роль и задачи теплохозяйства предприятия.
- Цели и задачи курсовой работы.
- Краткое описание содержания курсовой работы.

1 Капиталовложения в строительство ТЭС

1.1 Абсолютные капиталовложения в строительство ТЭС с поперечными связями (оборудование однотипное)

Капитальные вложения в строительство ТЭС с поперечными связями при однотипном оборудовании K , руб., определяются по формуле

$$K = [K_K^I + K_K^{II} \cdot (n_K - 1) + K_T^I + K_T^{II} \cdot (n_T - 1) + K_{ПВК} \cdot n_{ПВК}] \cdot K_{P.C.} \cdot K_{И}, \quad (1.1)$$

где K_K^I , K_K^{II} – капитальные затраты на узел котла (головного и каждого последующего), руб. (Приложение 3, таблица 3.1, 3.2);

K_T^I , K_T^{II} – капитальные затраты на узел турбоагрегата (головного и каждого последующего), руб. (Приложение 3, таблица 3.1, 3.2);

n_K , n_T , $n_{ПВК}$ – количество котлов, турбоагрегатов, пиковых водогрейных котлов соответственно, шт.;

$K_{P.C.}$ – поправочный коэффициент на территориальный район строительства ТЭС (Приложение 1);

$K_{И}$ – коэффициент инфляции (для пересчёта в цены текущего года);

$K_{ПВК}$ – капитальные вложения в ПВК, руб. (Приложение 3, таблица 3.2).

Для не блочных ТЭС (с поперечными связями) количество энергетических котлов n_K , шт, определяется по максимальному расходу пара на турбину с запасом до 3%

$$n_K = \frac{1,03 \cdot \sum D_T^{\max}}{D_K^H}, \quad (1.2)$$

где 1,03 - коэффициент, учитывающий запас по пару 3%;

D_T^{\max} – максимальный расход пара на все установленные турбины, т/ч. (Приложение 2);

D_K^H – номинальная паропроизводительность котла, т/ч. (Приложение 2).

Количество котлов ПВК $n_{ПВК}$, шт, определяются по формуле

$$n_{ПВК} = \frac{\sum Q_{\text{отб.тур.}}}{Q_{ПВК}^{\text{ном}}}, \quad (1.3)$$

где $\sum Q_{\text{отб.тур.}}$ - суммарная тепловая нагрузка турбин, ГДж/ч. (Приложение 5).

$Q_{ПВК}^{ном}$ - номинальная паропроизводительность ПВК, ГДж/ч. (Приложение 3, таблица 3.2).

1.2 Абсолютные капвложения в строительство блочных ТЭС (оборудование однотипное)

Абсолютные капиталовложения в строительство блочных ТЭС K , руб., определяются по формуле

$$K = [K_{бл}^Г + K_{бл}^П \cdot (n_{бл} - 1) + K_{ПВК} \cdot n_{ПВК}] \cdot K_{P.C.} \cdot K_{И}, \quad (1.4)$$

где $K_{бл}^Г$ – капиталовложения в головной блок, руб. (Приложение 3, таблица 3.3);

$K_{бл}^П$ – капиталовложения в каждый последующий блок, руб. (Приложение 3, таблица 3.3);

$n_{бл}$ – число блоков, шт.;

$K_{P.C.}$ – поправочный коэффициент на территориальный район строительства ТЭС (Приложение 1);

$K_{И}$ – коэффициент инфляции (для пересчёта в цены текущего года);

$K_{ПВК}$ – капитальные вложения в ПВК, руб. (Приложение 3, таблица 3.2).

1.3 Удельные капвложения

Удельные капвложения позволяют определить стоимость одного киловатт-часа установленной мощности, которая зависит от многих факторов: типа установки и её мощности, числа и параметров установленных агрегатов, применяемых схем технологических связей, местных условий строительства, вида используемого топлива. Удельные капитальные затраты изменяются в широких пределах и с ростом мощности электростанции и устанавливаемых на них агрегатов снижаются

Определим удельные капитальные затраты для блочных ТЭС $K_{уд}^{бл}$, руб./кВт, и ТЭС с поперечными связями $K_{уд}^{п.с.}$, руб./кВт

$$K_{уд} = \frac{K}{N_y}, \quad (1.5)$$

где K – абсолютная величина капитальных вложений, руб.;

N_y – установленная максимальная мощность станции, кВт.

2 Полезный отпуск теплоты с коллекторов станции

2.1 Годовой отпуск теплоты из производственных отборов турбины

Годовой отпуск теплоты из производственных отборов турбины D_{II}^{Γ} , Т/год, определяется по формуле

$$D_{II}^{\Gamma} = D_{II}^{\text{ч}} \cdot n_T \cdot h_{\text{отб}}^{\text{II}}, \quad (2.1)$$

где $D_{II}^{\text{ч}}$ – часовой расход пара в производственный отбор одной турбины, т/ч. (Приложение 2.2 и 2.3);

n_T – количество однотипных турбин, имеющих производственный отбор, шт.;

$h_{\text{отб}}^{\text{II}}$ – число часов использования максимальной нагрузки, потребляемой из производственных отборов турбин, ч. Принимается $h_{\text{отб}}^{\text{II}} = 4000 \div 6000$ час.

2.2 Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭС для производственных целей

Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭС для производственных целей Q_{II}^{Γ} , ГДж/год, определяется по формуле

$$Q_{II}^{\Gamma} = D_{II}^{\Gamma} \cdot \Delta i = 2,6 \cdot D_{II}^{\Gamma}, \quad (2.2)$$

где $\Delta i = 2,6$ – разность энтальпий пара в производственном отборе и энтальпии возвращаемого конденсата, ГДж/т;

D_{II}^{Γ} – годовой расход пара в производственные отборы всех паровых турбин, т/год.

2.3 Годовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбин

Годовой отпуск теплоты из отопительных отборов турбины $Q_{\text{отоп}}^{\Gamma}$, ГДж/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{отоп}}^{\Gamma} = Q_{\text{отоп}}^{\text{ч}} \cdot n_T \cdot h_{\text{отб}}^{\text{отоп}}, \quad (2.3)$$

где $Q_{\text{отоп}}^{\text{ч}}$ – отпуск теплоты в отопительный отбор данного типа турбины, ГДж/ч (Приложение 2.1, 2.2 и 2.3);

n_T – количество установленных однотипных турбин, шт.;

$h_{\text{отб}}^{\text{отоп}}$ – число часов использования максимума отопительных отборов в зависимости от климатического района, час. (Приложение 4).

2.4 Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭС

Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭС $Q_{\text{отп}}^{\Gamma}$, ГДж/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{отп}}^{\Gamma} = Q_{\text{отоп}}^{\Gamma} + Q_{II}^{\Gamma} + Q_{\text{пвк}}^{\Gamma}, \quad (2.4)$$

где Q_{II}^{Γ} – годовой отпуск теплоты для производственных целей, ГДж/год;

$Q_{ОТОП}^{\Gamma}$ – годовой отпуск теплоты для отопительных целей, ГДж/год;

$Q_{ПВК}^{\Gamma}$ – годовой отпуск теплоты для пиковых водогрейных котлов, ГДж/год.

Годовой отпуск теплоты для пиковых водогрейных котлов $Q_{ПВК}^{\Gamma}$, ГДж/год, определяется по формуле

$$Q_{ПВК}^{\Gamma} = Q_{ПВК} \cdot h_{ОТБ}^{ПВК} = (Q_{ТЭЦ} - \Sigma Q_{ОТБ}) \cdot h_{ОТБ}^{ПВК}, \quad (2.5)$$

где $Q_{ПВК}$ – отпуск теплоты на ПВК, ГДж/год;

$h_{ОТБ}^{ПВК}$ – число часов работы ПВК. Принимается 2000÷2500 час/год;

$Q_{ТЭС}$ – тепловая нагрузка ТЭС, ГДж/год;

$\Sigma Q_{ОТБ}$ – суммарная тепловая нагрузка турбин, ГДж/год.

2.5 Коэффициент теплофикации

Коэффициент теплофикации $\alpha_{ТЭС}$, определяется по формуле

$$\alpha_{ТЭЦ} = \frac{\Sigma Q_{ОТБ}}{Q_{ТЭС}} \quad (2.6)$$

3 Выработка и отпуск электрической энергии с шин станции

3.1 Годовая выработка электрической энергии

Годовая выработка электроэнергии $W_B^Г$, МВт·ч, определяется по формуле

$$W_B^Г = N_y \cdot h_y, \quad (3.1)$$

где N_y – установленная расчётная мощность турбин одного типа, принимается по номинальному значению для турбин с двойным обозначением мощности, МВт;

h_y – число часов использования установленной расчётной мощности, ч;

3.2 Расход электрической энергии на собственные нужды

При однотипном оборудовании расход электроэнергии на собственные нужды W_{CH} , МВт·ч, определяется по формуле

$$W_{CH} = \frac{K_{CH}}{100} \cdot W_B^Г, \quad (3.2)$$

где K_{CH} – удельный расход электроэнергии на собственные нужды, % (Приложение 7.1).

3.3 Годовой расход электрической энергии собственных нужд, отнесённый на отпуск теплоты

Годовой расход электрической энергии собственных нужд, отнесенный на отпуск теплоты $W_{CH}^Г$, МВт·ч, определяется по формуле

$$W_{CH}^Г = \frac{\bar{W}_{CH}^Г}{1000} \cdot Q_{отп}^Г = \frac{\bar{W}_{CH}^Г}{1000} \cdot (Q_{отоп}^Г + Q_{II}^Г), \quad (3.3)$$

где $Q_{отп}^Г$ – годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭС, ГДж/год;

$\bar{W}_{CH}^Г$ – удельный расход электрической энергии собственных нужд на отпуск единицы теплоты, кВт · ч/ГДж.

Применяется ориентировочно $\bar{W}_{CH}^Г$ можно принять при работе ТЭЦ:

- на твёрдом топливе: $\bar{W}_{CH}^Г = 6 \div 8$ кВт · ч/ГДж,

- на газе и мазуте: $\bar{W}_{CH}^Г = 5 \div 6$ кВт · ч/ГДж.

При установке турбин типа Т-250-240:

- при работе на твёрдом топливе: $\bar{W}_{CH}^Г = 4 \div 6$ кВт · ч/ГДж,

- при работе на газе и мазуте: $\bar{W}_{CH}^Г = 3 \div 4$ кВт · ч/ГДж.

3.4 Годовой расход электрической энергии собственных нужд, отнесённый на отпуск электрической энергии

Годовой расход электроэнергии собственных нужд, отнесённый на отпуск электроэнергии $W_{CH}^Э$, МВт · ч, составляет

$$W_{CH}^Э = W_{CH} - W_{CH}^Г \quad (3.4)$$

3.5 Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, отнесённые на производство электрической энергии

Удельный расход электроэнергии на собственные нужды, отнесённый на производство электрической энергии $K_{CH}^{ЭЭ}$, %, составляет

$$K_{CH}^{ЭЭ} = \frac{W_{CH}^{\text{Э}}}{W_B^{\Gamma}} \cdot 100\%, \quad (3.5)$$

где $W_{CH}^{\text{Э}}$ – расход электрической энергии на собственные нужды на производство электроэнергии, МВт · ч;

W_B^{Γ} – годовая выработка электроэнергии, МВт · ч.

Полученную в расчете величину $K_{CH}^{ЭЭ}$ сравните с данными Приложения 7.2.

3.6 Годовой отпуск электрической энергии с шин станции

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции $W_{ОТП}$, МВт · ч, составляет

$$W_{ОТП} = W_B^{\Gamma} - W_{CH}, \quad (3.6)$$

где W_B^{Γ} – годовая выработка электрической энергии, МВт · ч;

W_{CH} – расход электроэнергии на собственные нужды, МВт · ч.

4 Расход условного топлива при однотипном оборудовании

4.1 Годовой расход условного топлива котлами при однотипном оборудовании

Расход условного топлива B_y^T , т у.т./год, может быть рассчитан по приближённой топливной характеристике, которая при однотипном оборудовании в общем случае имеет вид

$$B_y^T = [b_{xx} \cdot n_T \cdot T_P + \alpha \cdot D_{II}^T + \beta \cdot (Q_{ОТОП}^T + Q_{ПВК}^T) + \beta_{НАГР} \cdot W_B^T] \cdot K_{ПОПР}, \quad (4.1)$$

где n_T – число однотипных агрегатов, шт.;

T_P – число часов работы турбоагрегата в году (календарное число часов в году за минусом плановых остановок на ремонт и прочих плановых остановок), ч. Принимается $T_P = 7800 \div 8200$ ч.;

b_{xx} – расход топлива на холостой ход основного оборудования, т у.т./ч. (Приложение 8);

D_{II}^T – годовой отпуск пара из производственных отборов однотипных турбоагрегатов, т/год;

$Q_{ОТОП}^T + Q_{ПВК}^T$ – годовой отпуск теплоты из отопительных отборов однотипных турбоагрегатов, т/год;

W_B^T – годовая выработка электрической энергии однотипными турбоагрегатами, МВт · ч;

α т у.т./ч пара (Приложение 8);

β т у.т./ГДж – коэффициенты топливной характеристики, постоянные для данного (Приложение 8);

$\beta_{НАГР}$ т у.т./МВт · ч турбоагрегата (Приложение 8);

$K_{ПОПР}$ – поправочный коэффициент на вид сжигаемого топлива:

- Для твердого топлива $K_{ПОПР} = 1$.
- Для мазута $K_{ПОПР} = 0,97$.
- Для газа $K_{ПОПР} = 0,96$.

Для турбин типа Т ($\alpha \cdot D_{II}^T$) в расчете не учитывается.

4.2 Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты без учёта расхода электроэнергии на собственные нужды

Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты B_y^T , т у.т./год, определяется по формуле

$$B_y^T = \left(\frac{Q_{II}^T}{29,3 \cdot \eta_K} + \frac{Q_{ОТОП}^T}{29,3 \cdot \eta_K \cdot \eta_{СП}} + \frac{Q_{ПВК}^T}{29,3 \cdot \eta_{ПВК}} \right) \cdot K_{ПОПР}, \quad (4.2)$$

где 29,3 – удельная теплота сгорания условного топлива, ГДж/т;

η_K – КПД котла. Принимается от вида топлива: $\eta_K = 0,92 \div 0,93$ (газ, мазут), $\eta_K = 0,87 \div 0,89$ (для твердых);

$\eta_{СП}$ – КПД сетевых подогревателей. Принимается $\eta_{СП} = 0,98$;

$\eta_{ПВК}$ – КПД пиковых водогрейных котлов. Принимается $\eta_{ПВК} = 0,87 \div 0,92$;

$K_{ПОПР}$ – поправочный коэффициент на неустановившейся режим работы. Принимается $K_{ПОПР} = 1,03 \div 1,06$.

Для турбин типа Т ($\frac{Q_{II}^r}{29,3 \cdot \eta_K}$) в расчете не учитывается.

4.3 Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии

Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии $B_y^{\text{Э}}, \text{ т у.т./год}$, составляет

$$B_y^{\text{Э}} = B_y^r - B_y^T \quad (4.3)$$

4.4 Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты с учётом электроэнергии собственных нужд, отнесённый на отпуск теплоты

Годовой расход условного топлива на отпуск теплоты $B_y^{T'}, \text{ т у.т./год}$, определяется из зависимости

$$B_y^{T'} = B_y^T + b_{ОПТ}^{\text{Э}} \cdot W_{СН}^T, \quad (4.4)$$

где $b_{ОПТ}^{\text{Э}}$ – удельный расход условного топлива на отпущенный мегаватт-час, кг у.т./МВт·ч.

Удельный расход условного топлива $b_{ОПТ}^{\text{Э}}$, кг у.т./кВт·ч., определяется по формуле

$$b_{ОПТ}^{\text{Э}} = \frac{B_y^{\text{Э}}}{W_B - W_{СН}^{\text{Э}}} \quad (4.5)$$

4.5 Годовой расход условного топлива на отпуск электрической энергии с учётом электроэнергии собственных нужд

Годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии $B_y^{\text{Э}'}, \text{ т у.т./год}$, составляет

$$B_y^{\text{Э}'} = B_y^r - B_y^{T'} \quad (4.6)$$

5 Удельный расход условного топлива и КПД станции при однотипном оборудовании

5.1 Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии $b_{\text{отп}}^{\text{э}}$, кг у. т./кВт · ч, определяется по формуле

$$b_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{B_y^{\text{э}}}{W_{\text{отп}}} \quad (5.1)$$

Величина $b_{\text{отп}}^{\text{э}}$, подсчитанная по формуле (5.1), должна быть одинаковой с $b_{\text{отп}}^{\text{э}}$, подсчитанной по формуле (4.5).

Полученную в расчете величину $b_{\text{отп}}^{\text{э}}$ сравните с данными Приложение 6.1, 6.2 и 6.3.

5.2 Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты

Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты $B_{\text{отп}}^{\text{T}}$, кг у. т./ГДж, составляет

$$B_{\text{отп}}^{\text{T}} = \frac{B_y^{\text{T}}}{Q_{\text{отп}}} \cdot 1000 \quad (5.2)$$

5.3 Коэффициент полезного действия станции по отпуску электрической энергии

Коэффициент полезного действия станции по отпуску электроэнергии $\eta_{\text{отп}}^{\text{э}}$, %, определяется по следующей формуле

$$\eta_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{3,6 \cdot W_{\text{отп}}}{29,3 \cdot B_y^{\text{э}}} \cdot 100 = \frac{0,123}{\epsilon_{\text{отп}}^{\text{э}}} \cdot 100, \quad (5.3)$$

где 3,6 – переводной эквивалент электрической энергии в теплоту, ГДж/МВт · ч.;

5.4 Коэффициент полезного действия станции по отпуску теплоты

Коэффициент полезного действия станции по отпуску теплоты $\eta_{\text{отп}}^{\text{T}}$, %, составляет

$$\eta_{\text{отп}}^{\text{T}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{29,3 \cdot B_y^{\text{T}}} \cdot 100 = \frac{34,1}{b_{\text{отп}}^{\text{T}}} \cdot 100 \quad (5.4)$$

5.5 Коэффициент полезного действия использования топлива

Коэффициент полезного действия использования топлива $\eta_{\text{ТОПЛ}}$, %, составляет

$$\eta_{\text{ТОПЛ}} = \frac{3,6 \cdot W_{\text{отп}} + Q_{\text{отп}}^{\Gamma}}{29,3 \cdot B_{\text{y}}} \cdot 100 \quad (5.5)$$

6 Эксплуатационные расходы (издержки) ТЭС

Проектные расчёты себестоимости электрической энергии и теплоты на ТЭЦ период нормальной эксплуатации производятся по следующим статьям:

- топливо на технологические цепи,
- вода на технологические цели,
- расходы на оплату труда производственных рабочих,
- отчисления на социальные нужды и социальное страхование с заработной платы производственных рабочих,
- расходы по содержанию и эксплуатации оборудования,
- общепроизводственные расходы,
- общехозяйственные расходы.

При определении этих статей затрат следует иметь ввиду, что на ТЭЦ они сначала определяются в целом по станции, а затем при расчете себестоимости электрической и тепловой энергии распределяются между ними.

6.1 Топливо на технологические цели

По этой статье учитывается топливо, которое расходуется непосредственно на производство электрической энергии и теплоты. Топливо оценивается по цене франко-станция назначения, т.е. с учетом транспортных затрат.

Годовой расход натурального топлива на энергетические котлы B_H^r , тн т/год (для топлива - газ, тыс · м³/год), определяется по формуле

$$B_H^r = \frac{B_y^r \cdot 29330}{Q_H^p} \left(1 + \frac{\alpha_{пот}}{100}\right), \quad (6.1)$$

где B_y^r – годовой расход условного топлива в целом по ТЭЦ, т у.т./год;

29330 – удельная теплота сгорания условного топлива, кДж/кг (29,3 ГДж/т);

Q_H^p – удельная теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг. Применяется $Q_H^p = 20934$ кДж/м³ (для угля), $Q_H^p = 39850$ кДж/м³ (для мазута), $Q_H^p = 34330$ кДж/м³ (для газа);

$\alpha_{пот}$ – потери топлива в пути до станции назначения в пределах норм естественной убыли, %. Применяется $\alpha_{пот} = 0,75 \div 1,75\%$ (торф), $\alpha_{пот} = 0,9 \div 1,2\%$ (каменный уголь), $\alpha_{пот} = 1\%$ (бурый уголь), $\alpha_{пот} = 0,01\%$ (газ-мазут), $\alpha_{пот} = 0,3\%$ (мазут), $\alpha_{пот} = 0$ (газ).

Плата в бюджет за топливо $I_{т, руб.}/год$, рассчитывается по формуле

$$I_{т} = C_{т} \cdot B_H^r, \quad (6.2)$$

где $C_{т}$ – цена топлива, руб.;

6.2 Вода на технологические цели

В эту статью включаются затраты на воду, расходуемую на питание котлов, гидрозолоудаление, на систему циркуляционного водоснабжения, на пополнение систем теплофикации и отпуска горячей воды, на охлаждение генераторов. Здесь же учитываются все затраты по химводоочистке, кроме амортизации (заработная плата с начислениями, стоимость химических реактивов и др.)

Кроме того, в этой статье затрат учитывается плата в бюджет за воду I_B , руб./год, потребляемую из водохозяйственных систем на технические цели, охлаждение пара в конденсаторах турбины, которая учитывает расход воды на запуск системы $2 \div 4\%$ определяется по формуле

$$I_B = (2 \div 4)\% \cdot I_{ТОПЛ} \quad (6.3)$$

6.3 Основная заработная плата производственных рабочих

6.3.1 Основная заработная плата производственных рабочих

По данной статье планируется и учитывается основная заработная плата производственных рабочих, непосредственно участвующих в технологическом процессе производства энергии. К основной заработной плате относятся выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из ФЗП, доплата за работу в праздничные дни и ночное время, районные коэффициенты к заработной плате и др.).

Основная заработная плата $I_{ОЗП}$, руб./год, определяется по формуле

$$I_{ОЗП} = \alpha_{ПР} \cdot Ч_{ЭКС} \cdot ЗП_{ОР} \cdot K_{РЭП}, \quad (6.4)$$

где $\alpha_{ПР}$ – доля производственных рабочих в общей численности эксплуатационного персонала. Принимается $\alpha_{ПР} = 0,65 \div 0,75$;

$Ч_{ЭКС}$ – укрупнённые нормы численности эксплуатационного персонала, чел./МВт. Применяется $Ч_{ЭКС}$ для ТЭС с турбоагрегатами до 120 МВт и котлами до 500 т/ч (Приложение 9) и $Ч_{ЭКС}$ для ТЭС с турбоагрегатами свыше 120 МВт и котлами больше 500 т/ч (Приложение 10);

$ЗП_{ОР}$ – средняя заработная плата одного производственного рабочего в год, руб./чел.год;

$K_{РЭП}$ – районный коэффициент оплаты труда (Приложение 11).

Укрупнённые нормы численности эксплуатационного персонала $Ч_{ЭКС}$, чел./МВт, определяется по формуле

$$Ч_{ЭКС} = \bar{Ч}_{ЭКС} \cdot N_y, \quad (6.5)$$

где $\bar{Ч}_{ЭКС}$ – удельная численность эксплуатационного персонала (Приложение 10);

N_y – установленная мощность станции, МВт;

6.3.2 Дополнительная заработная плата производственных рабочих

Дополнительная заработная плата – это выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и ученических отпусков, оплата за время выполнения государственных обязанностей и др.).

Дополнительная заработная плата $I_{ДЗП}$, руб./год, подсчитывается укрупнённой в размере 14% от основной заработной платы производственных рабочих, определяется по формуле

$$I_{ДЗП} = 0,14 \cdot I_{ОЗП} \quad (6.6)$$

Итого расходы на оплату труда эксплуатационного персонала $I_{ЗП}$, руб./год, определяется по формуле

$$I_{ЗП} = I_{ОЗП} + I_{ДЗП} \quad (6.7)$$

6.4 Отчисления на социальные нужды и социальное страхование с заработной платы производственного персонала

Отчисления на социальные нужды и социальное страхование $I_{СС}$, руб./год, определяется по формуле

$$I_{СС} = 0,346 \cdot I_{ЗП} \quad (6.8)$$

Отчисления на социальное страхование расходуется на оплату больничных листов, путевок в дома отдыха и санатории за счет соцстраха, выплату пенсий по инвалидности и старости, содержание фонда занятости.

6.5 Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования

К этой статье относятся расходы по содержанию оборудования (стоимость смазочных, обтирочных материалов и др.), амортизации силовых и рабочих машин передаточных устройств, инструмента и внутрицехового транспорта, текущему ремонту производственного оборудования и прочие расходы.

Расходы по содержанию оборудования $I_{ЭКС}$, руб./год, определяется по формуле

$$I_{ЭКС} = \beta \cdot I_A^{ОБ}, \quad (6.9)$$

где β – коэффициент учитывающий затраты на текущий ремонт и обслуживания оборудования. Применяется $\beta = 1,15 \div 1,35$ (меньшие значения принимаются для более крупных ТЭЦ);

$I_A^{ОБ}$ – амортизационные отчисления по производственному оборудованию, руб.

Амортизационное отчисление по производственному оборудованию $I_A^{ОБ}$, руб./год, определяется по формуле

$$I_A^{OB} = \frac{H_A^{OB}}{100} \cdot C_{OB}, \quad (6.10)$$

где H_A^{OB} – норма амортизационных отчислений по производственному оборудованию, %. Принимается $H_A^{OB} = 7 \div 8\%$;

C_{OB} – стоимость оборудования составляет $60 \div 70\%$ от капиталовложений в строительство ТЭС, руб./год.

Стоимость оборудования C_{OB} , руб./год, определяется по формуле

$$C_{OB} = (0,6 \div 0,7) \cdot K \quad (6.11)$$

6.6 Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы)

По данной статье учитываются пусковые расходы, связанные с комплексным опробованием оборудования, наладочными работами и испытаниями после взятия нагрузки агрегатами на новых электростанциях, а также на действующих электростанциях при их расширении и реконструкции.

Эти расходы списываются на себестоимость электрической энергии и теплоты в течении первых двух лет эксплуатации станции.

В период нормальной эксплуатации пусковые расходы не учитываются.

6.7 Общепроизводственные (цеховые) расходы

К этой статье относятся затраты по обслуживанию цехов, управлению ими:

- заработная плата аппарата управления цехом,
- амортизация,
- затраты по содержанию и текущему ремонту зданий и инвентаря общецехового назначения,
- расходы по охране труда.

Общепроизводственные расходы $I_{цэх}$, руб./год, определяются по формуле

$$I_{цэх} = \beta \cdot I_{экс}, \quad (6.12)$$

где β – это коэффициент затрат на текущий ремонт и обслуживание цехового оборудования, зависящий от установленной мощности станции.

Таблица 6.1 - Значение β зависит от многих факторов, основными из которых является установленная мощность

N_y , МВт	25-50	50-100	>100
β	0,15-0,2	0,1-0,15	0,06-0,09

Большие значения β применяются для ТЭС, работающих на твердом топливе.

6.8 Общехозяйственные (общестанционные) расходы

К этой статье относится расходы по управлению энергопредприятием:

- административно - управленческие расходы (зарплата, командировочные и канцелярские расходы),
- общепроизводственные расходы (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, опыты, исследования, рационализация и охрана труда общестанционного характера),
- отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, отчисления на содержание вышестоящих организаций и т.д.).

Общестанционные расходы I_{OC} , руб./год, определяется по формуле

$$I_{OC} = 3П_{CP} \cdot Ч_{AУП} \cdot K_{PЭП} + \gamma \cdot (I_{ЭКС} + I_{ЦЕХ}) \quad (6.13)$$

где $3П_{CP}$ – средняя годовая заработная плата одного работника административно-управленческого персонала, руб/чел, год;

γ – коэффициент, зависящий в основном от установленной мощности;

Таблица 6.2 - Значения γ зависят от многих факторов, основными из которых является установленная мощность станции

N_y , МВт	25-50	50-100	>100
γ	0,14	0,1	0,06

$Ч_{AУП}$ – численность административно-управленческого персонала, чел;

Применяется $Ч_{AУП}$ для ТЭС с турбоагрегатами до 120 МВт и котлами до 500 т/ч (Приложение 12) и $Ч_{AУП}$ для ТЭС с турбоагрегатами свыше 120 МВт и котлами больше 500 т/ч (Приложение 13). Укрупненно можно принять в размере 6÷7% от численности промышленно-производственного персонала.

Численность промышленно-производственного персонала $Ч_{ППП}$, чел, определяется по формуле

$$Ч_{ППП} = \bar{Ч}_{ППП} \cdot N_y \quad (6.14)$$

следовательно, численность АУП определяется

$$Ч_{AУП} = (6 \div 7)\% \cdot Ч_{ППП} \quad (6.15)$$

(Применяется: 6% - для газо-мазутного топлива, 7% - для твердого топлива).

6.9 Общие издержки производства на ТЭС

В общие издержки производства на ТЭС $\Sigma И$, руб./год, включаются все рассчитанные в разделе ранее затраты

$$\Sigma И = I_{ТОПШ} + I_B + I_{ЭП} + I_{СС} + I_{ЭКС} + I_{ЦЕХ} + I_{OC} \quad (6.16)$$

6.10 Структура годовых издержек производства на ТЭС

Структура издержек позволяет проанализировать какой удельный вес в годовых затратах в целом по станции имеет каждая статья себестоимости.

Структура издержек i статью затрат в суммарных затратах по ТЭС $I_i^{\%}$, %, определяется по формуле

$$I_i^{\%} = \frac{I_i}{I} \cdot 100\%, \quad (6.17)$$

где I_i – издержки на i статью затрат в целом по станции, руб./год;

I – общие издержки производства на ТЭС, руб.

Аналогично рассчитываются другие составляющие структуры затрат по формуле 6.17.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 7.1.

Сумма составляющих структуры издержек составит 100%

$$\sum I_i^{\%} = I^{\%}_{\text{ТОПЛ}} + I^{\%}_{\text{В}} + I^{\%}_{\text{ЗП}} + I^{\%}_{\text{СС}} + I^{\%}_{\text{ЭКС}} + I^{\%}_{\text{ЦЕХ}} + I^{\%}_{\text{ОС}} = 100\% \quad (6.18)$$

7 Калькуляция себестоимости электрической энергии и теплоты

Общие издержки производства на ТЭЦ и издержки по отдельным статьям распределяются между электрической энергией и теплотой пропорционально расходу условного топлива на оба вида энергии.

7.1 Коэффициент распределения затрат на теплоту

Коэффициент распределения затрат на теплоту K_p^T , определяется по формуле

$$K_p^T = \frac{B_y^T}{B_y^e}, \quad (7.1)$$

где B_y^T – годовой расход условного топлива на отпуск теплоты с учётом расхода электроэнергии на собственные нужды, т/год;

B_y^e – годовой расход условного топлива станцией, тыс. т/год.

7.2 Коэффициент распределения затрат на электрическую энергию

Коэффициент распределения затрат на электрическую энергию $K_p^Э$, составляет оставшуюся часть распределения энергии, не затраченной на теплоту и определяется по формуле

$$K_p^Э = 1 - K_p^T \quad (7.2)$$

Примечание: в дипломном проекте пункты 7.3 и 7.4 не выполняются!

7.3 Годовые издержки, отнесённые на отпуск теплоты

Годовые издержки, отнесённые на отпуск теплоты ТЭС I^T , руб./год, определяется по формуле

$$I^T = K_p^T \cdot I \quad (7.3)$$

Годовые издержки по каждой статье затрат (i) на отпуск теплоты I_i^T , руб./год, определяется по формуле

$$I_i^T = K_p^T \cdot I_i, \quad (7.4)$$

где I_i – годовые издержки на i статью затрат на технологические цели, руб./год.

Аналогично рассчитываются другие составляющие годовых издержек, отнесённые на отпуск теплоты ТЭС по формуле 7.4.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 7.1.

Общие годовые издержки на отпуск теплоты I^T , руб./год, должны быть равны сумме по отдельным её составляющим

$$I^T = \sum I_i^T = I_{ТОПЛ}^T + I_B^T + I_{ЭП}^T + I_{СС}^T + I_{ЭКС}^T + I_{ЦЕХ}^T + I_{ОС}^T \quad (7.5)$$

Следовательно, разность значений, полученных в формулах (7.3) и (7.5) должна быть равна 0.

7.4 Годовые издержки, отнесённые на отпуск электрической энергии

Годовые издержки, отнесённые на отпуск электроэнергии ТЭС I^{\ominus} , руб./год, определяется по формуле

$$I^{\ominus} = I - I^T, \quad (7.6)$$

где I – общие издержки производства на ТЭЦ, руб./год;

I^T – годовые издержки, отнесённые на отпуск теплоты, руб/год.

Годовые издержки по каждой статье затрат (i) на отпуск электрической энергии I_i^{\ominus} , руб./год, определяется по формуле

$$I_i^{\ominus} = I_i - I_i^T, \quad (7.7)$$

где I_i, I_i^T – годовые издержки i статью затрат общие и на отпуск теплоты, руб/год.

Аналогично рассчитываются другие составляющие годовых издержек, отнесённые на отпуск электрической энергии ТЭС по формуле 7.7.

Результаты расчетов сводим в таблицу 7.1.

Общие годовые издержки на отпуск электрической энергии I^{\ominus} , руб./год, должны быть равны сумме по отдельным её составляющим

$$I^{\ominus} = \sum I_i^{\ominus} = I_{\text{ТОП}}^{\ominus} + I_B^{\ominus} + I_{\text{ЭП}}^{\ominus} + I_{\text{СС}}^{\ominus} + I_{\text{ЭКС}}^{\ominus} + I_{\text{ЦЕХ}}^{\ominus} + I_{\text{ОС}}^{\ominus} \quad (7.8)$$

Следовательно, разность значений, полученных в формулах (7.6) и (7.8) должна быть равна 0.

7.5 Себестоимость единицы теплоты

Себестоимость единицы теплоты для ТЭС $S_{\text{ОТП}}^T$, руб./ГДж, определяется по формуле

$$S_{\text{ОТП}}^T = \frac{I^T}{Q_{\text{ОТП}}^T}, \quad (7.9)$$

где I^T – годовые издержки, отнесённые на отпуск теплоты, руб/год;

$Q_{\text{ОТП}}^T$ – годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ, ГДж/год.

Себестоимость по каждой статье затрат (i) по отпуску теплоты S_i^T , руб./ГДж, определяется по формуле

$$S_i^T = \frac{I_i^T}{Q_{\text{ОТП}}^T}, \quad (7.10)$$

где I_i^T – издержки на i статью затрат, приходящиеся на отпуск теплоты, руб.;

$Q_{\text{ОТП}}^T$ – годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭЦ, тыс.ГДж/год.

Аналогично рассчитываются другие составляющие себестоимости, отнесённые на отпуск теплоты ТЭС по формуле 7.10.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 7.1.

Сумма всех составляющих себестоимости по отпуску теплоты $S_{отп}^T$, руб./ГДж, должны быть равны сумме по отдельным её составляющим

$$S_{отп}^T = \sum S_i^T = S_{топл}^T + S_B^T + S_{эл}^T + S_{сс}^T + S_{экс}^T + S_{цех}^T + S_{ос}^T \quad (7.11)$$

Следовательно, разность значений, полученных в формулах (7.9) и (7.11) должна быть равна 0.

7.6 Себестоимость отпущенной электрической энергии

Себестоимость отпущенной электрической энергии для ТЭС $S_{отп}^э$, руб./кВт·ч, определяется по формуле

$$S_{отп}^э = \frac{И^э}{W_{отп}} \quad , \quad (7.12)$$

где $И^э$ – годовые издержки, отнесённые на отпуск электрической энергии, руб/год;
 $W_{отп}$ – годовой отпуск электрической энергии с шин электростанции, кВт·ч/год.

Себестоимость по каждой статье затрат (i) по отпуску электрической энергии $S_i^э$, руб./кВт·ч, определяется по формуле

$$S_i^э = \frac{И_i^э}{W_{отп}} \quad , \quad (7.13)$$

где $И_i^э$ – издержки на i статью затрат, приходящееся на отпуск электрической энергии, руб./год.

Остальные обозначения аналогичны приведенным в формуле (7.5).

Аналогично рассчитываются другие составляющие себестоимости, отнесённые на отпуск электрической энергии ТЭС по формуле 7.13.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 7.1.

Сумма всех составляющих по отпуску электрической энергии $S_{отп}^э$, руб./кВт·ч, равна величине, полученной по формуле (7.5)

$$S_{отп}^э = \sum S_i^э = S_{топл}^э + S_B^э + S_{эл}^э + S_{сс}^э + S_{экс}^э + S_{цех}^э + S_{ос}^э \quad (7.14)$$

Следовательно, разность значений, полученных в формулах (7.12) и (7.14) должна быть равна 0.

Таблица 7.1 – Структура годовых издержек производства на ТЭС

Наименование статей затрат	Годовые издержки производства		В том числе			
	И, руб/год	Структура %	На теплоту		На электрическую энергию	
			I^T , руб/год	$S_{отп}^T$, руб/ГДж	$I^Э$, руб/год	$S_{отп}^Э$, руб/кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7
1. Топливо на технологические цели						
2. Вода на технологические цели						
3. Расходы на оплату труда производственного персонала						
4. Отчисления на социальные нужды производственного персонала						
5. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования						
6. Расходы на подготовку и освоение производства						
7. Общепроизводственные расходы						
8. Общехозяйственные расходы						
ИТОГО (Σ):		100				

Примечание: В дипломном проекте расчёты отдельно на теплоту и электрическую энергию не выполняются.

Таблица 7.2 - Сводная таблица технико-экономических показателей ТЭС

Наименование величин	Условное обозначение	Единица измерения	Величина
1	2	3	4
1. Установленная мощность станции	N_y	МВт	
2. Число часов использования номинальной установленной мощности	h_y	ч	
3. Годовая выработка электроэнергии	$W_{\text{выр}}^r$	МВт·ч	
4. Расход электроэнергии на собственные нужды	$W_{\text{сн}}$	МВт·ч	
5. Годовой отпуск электроэнергии с шин станции	$W_{\text{отп}}^r$	МВт·ч	
6. Удельный расход условного топлива:			
6.1. на отпуск электрической энергии,	$b_{\text{отп}}^{\text{э}}$	г у.т./кВт·ч	
6.2. на отпуск теплоты.	$b_{\text{отп}}^{\text{т}}$	кг у.т./ГДж	
7. Удельные капитальные вложения	$K_{\text{уд}}$	руб./кВт	
8. Годовой отпуск теплоты с коллекторов ТЭС	$Q_{\text{отп}}^r$	ГДж/год	
9. Себестоимость единицы электрической энергии	$S_{\text{отп}}^{\text{э}}$	руб./кВт·ч	
10. Себестоимость единицы теплоты	$S_{\text{отп}}^{\text{т}}$	руб./ГДж	
11. КПД станции по отпуску электроэнергии потребителям	$\eta_{\text{отп}}^{\text{э}}$	%	
12. КПД станции по отпуску теплоты	$\eta_{\text{отп}}^{\text{т}}$	%	
13. КПД использования топлива	$\eta_{\text{топл}}$	%	
14. Капитальные вложения в строительство станции	$K_{\text{ст}}$	руб.	
15. Коэффициент теплофикации	$\alpha_{\text{тэц}}$	-	

Примечание: В дипломном проекте таблица 7.2 выполняется на формате А2.

Таблица 7.3 - Сравнительный анализ полученных данных ТЭС

Наименование величины	Условное обозначение	Единицы измерения	Нормативные значения	Полученное значение
1	2	3	4	5
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	$b_{\text{отп}}^{\text{э}}$	г у.т./кВт·ч	140-270	
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты	$b_{\text{отп}}^{\text{т}}$	кг у.т./ГДж	37-43	
КПД станции по отпуску теплоты	$\eta_{\text{отп}}^{\text{т}}$	%	70-90	
КПД станции по отпуску электрической энергии	$\eta_{\text{отп}}^{\text{э}}$	%	50-85	
КПД использования топлива	$\eta_{\text{топл}}$	%	70-90	
Коэффициент теплофикации	$\alpha_{\text{тэц}}$	-	0,4-0,8	

Примечание: В дипломном проекте сравнительный анализ не производится (табл. 7.3).

Выводы

В этом разделе следует проанализировать выполненные расчёты, внимание обратить необходимо на:

1. Сравнение полученных основных технико-экономических показателей ТЭС ($B_{\text{отп}}^{\text{э}}, B_{\text{отп}}^{\text{т}}, S_{\text{отп}}^{\text{э}}, S_{\text{отп}}^{\text{т}}$ и других) с показателями действующих ТЭС (или нормативами) с аналогичным оборудованием.

Используйте Приложение 6.2. 6.3.

2. Внести свои предложения по внесению полученных результатов.

Например, за счёт внедрения современного, энергоэффективного оборудования, улучшения организации производства и труда и др.

Литература

Багиев, Г.Л. Организация, планирование и управление промышленной энергетикой: учебник для вузов / Г.Л. Багиев, А.Н. Златопольский - М.: Энергоатомиздат, 1993. – 240с.: ил.

Васюченко, Л.П. Экономика организации (предприятия): учебное пособие/ Л.П. Васюченко, Е.И. Бахматова - Минск, 2018. – 90с.

Володько, О.В. Экономика организации (предприятия): учеб. пособие / О.В. Володько, Р.Н. Грабар, Т.В. Зглюй - Минск, 2017. – 397 с.

Мелехин, В.Т. Организация и планирование предприятий./ В.Т. Мелехин, Г.Л. Багиев, В.А. Полянский – Л.: Энергоатомиздат, 1988.

Нагорная, Н.В. Экономика энергетике: учебное пособие/ Н.В.Нагорная – Дальневосточный государственный технический университет – Владивосток: издательство ДВГТУ, 2007. – 157с.

Новицкий, Н.И. Техничко – экономические показатели работы предприятий: учеб. – метод. Пособие./ Н.И. Новицкий – Минск: ТетраСистемс, 2010.

Пасюк, М.Ю., Долина, Т.Н. Организация производства и управление предприятием: учебно-методическое пособие/ М.Ю.Пасюк, Т.Н.Долина. – Минск: «ФУАинформ», 2006. – 88с.

Прузнер, С.Л. Экономика, организация и планирование энергитического производства: учебник для техникумов/ С.Л. Прузнер - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 336с., ил.

Сибикин, Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок: Учебное пособие для проф. учеб. заведений/ Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин - М. «Высшая школа», 2003. – 462 с.: ил.

Синягин, Н.И. Система планово – предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетике./ Н.И. Синягин, Н.А. Афанасьева, С.А. Новиков– М.: Энергоатомиздат, 1984.

Федоров, А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 1987.

Шляхин, П.Н. Краткий справочник по паротурбинным установкам / П.Н. Шляхин, М.Л. Бершадский – М.-Л., Госэнергоиздат, 1961. – 128 с.

Якушкин, Е.А. Основы экономики: учебное пособие / Е.А. Якушкин, Т.В. Якушкина – Минск: РИПО, 2020. – 247с.

Десятибалльная шкала и показатели оценки результатов учебной деятельности обучающихся по курсовой работе

Отметка в баллах	Показатели оценки
1	2
<i>1 (один)</i>	Узнавание отдельных объектов изучения программного учебного материала, предъявляемых в готовом виде (основные термины и понятия курсовой работы, отдельные определения и структурные элементы курсовой работы).
<i>2 (два)</i>	Различение объектов изучения программного учебного материала, предъявляемых в готовом виде (основные термины и понятия курсовой работы, отдельные определения и структурные элементы курсовой работы). Осуществление простейших расчётов.
<i>3 (три)</i>	Воспроизведение части программного учебного материала по памяти (фрагментарное перечисление объектов изучения (разделов курсовой работы), практических действий по предложенному образцу (методическим указаниям для выполнения курсовой работы)).
<i>4 (четыре)</i>	Воспроизведение большей части программного учебного материала (описание разделов курсовой работы, основных терминов, понятий). Применение знаний в знакомой ситуации по предложенному образцу (методическим указаниям для выполнения курсовой работы). Наличие единичных существенных ошибок.
<i>5 (пять)</i>	Осознанное воспроизведение большей части программного учебного материала (по теме курсовой работы) с объяснением структурных связей и отношений. Применение знаний в знакомой ситуации по предложенному алгоритму (методике расчета курсовой работы). Наличие несущественных ошибок.
<i>6 (шесть)</i>	Полное знание и осознанное воспроизведение всего программного учебного материала (по теме курсовой работы) с выявлением и обоснованием закономерных связей, приведением примеров из практики. Выполнение заданий по предложенному образцу (методическим указаниям для выполнения курсовой работы), на основе предписаний (расчёт и анализ показателей, характеризующих эффективность использования производственных ресурсов организации, расчёт и анализ показателей себестоимости продукции и т.д.). Наличие несущественных ошибок.
<i>7 (семь)</i>	Полное, прочное знание и воспроизведение учебного материала (по теме курсовой работы); владение программным учебным материалом в знакомой ситуации (по разделам курсовой работы: описание структуры производственных ресурсов организации и показателей эффективности их использования, классификации затрат на производство продукции) с выявлением, обоснованием и доказательством причинно-следственных связей, формулированием выводов. Недостаточно самостоятельное выполнение заданий (разделов курсовой работы). Наличие единичных несущественных ошибок.

1	2
8 (восемь)	Полное, прочное, глубокое знание и воспроизведение всего программного учебного материала. Оперирование программным учебным материалом в знакомой ситуации (развернутое описание разделов курсовой работы, объяснение принципов и механизма выполнения курсовой работы) с обоснованием и доказательством, подтверждением аргументами и фактами, формулированием выводов. Самостоятельное выполнение заданий, соответствующих теме курсовой работы. Наличие единичных несущественных ошибок.
9 (девять)	Полное, прочное, глубокое, системное знание программного учебного материала. Оперирование программным учебным материалом в частично измененной ситуации (умение трактовать проблему, делать логические умозаключения на основе анализа и синтеза, обосновывать свое мнение, выдвигать предположения и гипотезы). Оперативное применение учебного материала, как на основе известных правил и предписаний, так и поиск нового знания, новых способов решения учебных задач, наличие действий и операций творческого характера для выполнения заданий. Самостоятельное и точное выполнение заданий проблемного характера, поиск рациональных путей решения. Прочное владение навыками самостоятельной работы с учебно-методической и справочной литературой.
10 (десять)	Свободное оперирование программным учебным материалом различной степени сложности (анализ эффективности производственной и хозяйственной деятельности организации, прогнозирование направлений её развития, оценка эффективности деятельности организации в различных рыночных ситуациях, обоснование факторов повышения эффективности производства и др.). Проявление гибкости в применении знаний, демонстрация рациональных способов выполнения курсовой работы, выполнение творческих работ и заданий исследовательского характера. Получение новых знаний из различных источников.

Примечание: балл 0 (ноль) выставляется в том случае, если работа не сдана, работа выполнена не в полном объеме или не соответствует заданию.

Приложение 1 - Поправочные коэффициенты к стоимости промышленного строительства электростанции для различных территориальных районов

Наименование экономических районов, республики областей	Значение коэффициента
Волгоградская и Астраханская области, Украина, Латвия, Литва, Эстония.	0,99
Северо-Западный район (за исключением Мурманской и Волгоградской областей, Коми, Республика Карелия), Центральный экономический район (за исключением Кировская обл. и Чувашия), Центрально-Черноземный район, Республика Беларусь, Молдавия.	1,00
Волгоградская область, Кировская область, Чувашия, Закавказский район (за исключением Республики Армении), Среднеазиатский район (за исключением Туркменистана).	1,02
Республика Армения.	1,04
Уральский район (за исключением Свердловской и Курганской областей).	1,06
Архангельская область, Свердловская область, Курганская область, Омская область, Туркменистан, Казахстан.	1,08
Западно-Сибирский район (за исключением Омской и Тюменской областей).	1,10
Иркутская область (южнее 60-й параллели), Республика Тыва, Красноярский край (южнее 60-й параллели), Приморский край.	1,13
Читинская область, Амурская область, Республика Бурятия, Республика Коми.	1,19
Тюменская область (южнее 60-й параллели), Хабаровский край (южнее 55-й параллели).	1,37
Европейская часть России, расположенная севернее полярного круга, Тюменская и Иркутская обл., Красноярский край севернее 60-й параллели, Республика Саха, Магаданская, Камчатская и Сахалинская обл., районы вечной мерзлоты, районы со сложными климатическими и гидрологическими условиями, особо отдаленные и трудные районы страны.	1,5

Приложение 2.1 - Справочные данные по паровым котлам и турбинам

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Турбины паровые теплофикационные с отопительным отбором и конденсатором					
			Т-25/30-90	Т-50/60-130	Т-110/120-130	Т-175/210-130	Т180/210-130 (с пром. перегревом)	Т250/300-240 (с пром. перегревом)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Электрическая мощность:								
1.1 номинальная	N_T^H	МВт	25	50 55	100 105 110	175	180	250 250
1.2 максимальная	N_T^M	МВт	30	60 60	120 120 120	210	210	300 300
2. Расход свежего пара на турбину:								
2.1 номинальный	D_T^H	т/ч	129	245,2 256	441 460 480	745	656	950
2.2 максимальный	D_T^M	т/ч	159,8	260 265	460 465,1 485	760	670	930 980
3. Расход пара в отопительные отборы								
3.1 номинальный	$D_{OT}^Ч$	т/ч	100	174 180	305 320 332	532	490	630 630
4. Отпуск теплоты в отопительные отборы								
4.1 номинальный	$Q_{OT}^Ч$	ГДж/ ч	225	384,5 398	705 742 747	1132, 3	1006	1382,7 1382,1
5. Тип котла, устанавливаемого с турбиной			Е-160-100	Е-210-140	Е-420-140	Е-800-140	Е-670-140	Пп-950-255
				Е-320-140	Е-480-140	Е-420-140		Пп-1000-255
					Е-500-140			
6. Номинальная паропроизводительность котла	D_K^H	т/ч	160	210 320	420 480 500	800 420	670	950 1000
7. Количество котлов на одну турбину	n_K	шт.	1	1	1 1	1 2	1	1 1
8. Вид сжигаемого топлива			Все виды топлива	Все виды топлива кроме газа, мазута	Все виды топлива	Уголь, газ, мазут	Каменный уголь, мазут	Кроме торфа, сланцев

Приложение 2.2 - Паровые турбины теплофикационные с конденсатором, имеющие производственные и отопительные отборы пара

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	ПТ-25/30-90-10	ПТ-50/60-90/13	ПТ-50/60-130/7	ПТ-60/75-130/13	ПТ-80/100-130/13	ПТ-135/165-130/15
1. Электрическая мощность:								
1.1 номинальная	N_T^H	МВт	25	50	50	60	80	135
1.2 максимальная	N_T^M	МВт	30	60	60	75	100	165
2. Расход свежего пара на турбину:								
2.1 номинальный	D_T^H	т/ч	160	337,5 390,6	274	351	470	739
2.2 максимальный	D_T^M	т/ч	190	385	300	392	470	760
3. Номинальный расход пара в отбор:								
3.1 производственный	$D_{по}^ч$	т/ч	70	140 165	118	140	185	320
3.2 отопительный	$D_{от}^ч$	т/ч	53	100 115	76	100	120	210
4. Номинальный расход теплоты в отбор:								
4.1 производственный	$Q_{по}^ч$	ГДж/ч	182	364	306,8	364	481	832
4.2 отопительный	$Q_{от}^ч$	ГДж/ч	117	220 253	167	220	285	461
5. Тип котла, устанавливаемого с турбиной			E220-100	E220-100	E320-140	E320-140 E420-140	E500-140	E420-140 E800-140
6. Номинальная паропроизводительность котла	D_K^H	т/ч	220	220	320	320 420	500	420 800
7. Количество котлов на одну турбину	n_k	шт.	1	2	1	1	1	2 1
8. Вид сжигаемого топлива			Все виды топлива	Все виды топлива	Все виды топлива	Все виды топлива	Уголь, газ, мазут	Уголь, газ, мазут

Приложение 2.3 - Турбины паровые с противодавлением

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	P-25-90/18	P-50-130/13	P-100-130/15
1. Электрическая мощность:					
1.1 номинальная	N_T^H	МВт	25	50	100
1.2 максимальная	N_T^M	МВт	30	60	107
2. Расход свежего пара на турбину:					
2.1 номинальный	D_T^H	т/ч	255	370	760
2.2 максимальный	D_T^M	т/ч	284	480	
3. Расход пара на производственные из противодавления	D_{II}	т/ч		3320	
4. Отпуск теплоты в отопительные отборы	Q_{II}	ГДж/ч	817	983,4	1950
5. Тип котла, устанавливаемого с турбиной			E160-100 E220-100	E420-140 E500-140	E420-140 E800-140
6. Номинальная паропроизводительность котла	D_K^H	т/ч			
7. Количество котлов на одну турбину	n_k	шт.		1	2 1
8. Вид сжигаемого топлива			Все виды топлива	Уголь, газ, мазут	

Приложение 3- Затраты на капитальное строительство ТЭЦ, отнесенные на единицу оборудования

Таблица 3.1 - Капитальные затраты, отнесенные на одну паровую турбину

Тип паровой турбины	Головной (первый) агрегат K_m^z , руб.	Последующий агрегат K_m^n , руб.
ПТ-25/30-90	7620	4370
ПТ-50/60-90	12950	8050
ПТ-50-130/7; ПТ-60-130/13	14460	8670
ПТ-80/100-130	14000	7000
ПТ-135/165-130	23470	11640
Т-25-90	4420	2630
Т-50-90	8340	4870
Т-50/60-130	8440	4990
Т-100/120-130	16500	8250
Т-175/210-130	27700	16850
Р-12-90	-	720
Р-25-90	-	1520
Р-50-130	-	2340
Р-100-130	-	4600

Таблица 3.2 - Капитальные затраты на одну котельную установку в зависимости от вида сжигаемого топлива и на пиковый водогрейный котел

Паропроизводительность котла, т/ч	Капиталовложения на головной котел, руб.	Капиталовложения на последующий котел, руб.
При работе на жидком и газообразном топливе:		
220	7100	4250
320	8170	5430
420	9400	6000
480	11220	8840
500	12860	8000
При работе на твердом топливе:		
220	8600	5100
320	9800	6500
420	13300	8000
480	13500	10600
На один пиковый водогрейный котел (ПВК), при тепловой нагрузке, Гкал/ч (ГДж/ч)		
50 (209,5)	500	500
100 (419)	1000	1000
180 (754)	2000	2000
270 (1131)	3000	3000

Таблица 3.3 - Капитальные затраты на один блок в зависимости от вида сжигаемого топлива

Тип паровой турбины и паропроизводительности котла	Головной блок $K_{бл}^z$, руб.	Последующий блок $K_{бл}^n$, руб.
При работе на жидком и газообразном топливе:		
ПТ-80/100-130 ÷ 500 т/ч	28000	19500
ПТ-135/135-130 ÷ 800 т/ч	34700	24200
Т-100/120-130 ÷ 500 т/ч	26500	16500
Т-180/215-130 ÷ 670 т/ч	38100	25200
Т-250/300-240 ÷ 1000 т/ч	61220	48800
Р-50-130 ÷ 500 т/ч	-	11500
Р-100-130 ÷ 800 т/ч	-	15700
При работе на твердом топливе:		
ПТ-80/100-130 ÷ 500 т/ч	32700	21800
ПТ-135/165-130 ÷ 800 т/ч	40600	26800
Т-100/120-130 ÷ 500 т/ч	31200	18800
Т-175/210-130 ÷ 800 т/ч	43400	26900
Т-250/300-240 ÷ 1000 т/ч	67200	52650
Р-50-130 ÷ 500 т/ч	-	12760
Р-100-130 ÷ 800 т/ч	-	17270

Приложение 4 - Зависимость числа часов использования максимума отопительного отбора от районных климатических условий

Район	Число часов использования максимума отопительного отбора $h_{отб}^{отоп}$, ч.
Средняя Азия	4000
Южный Казахстан	4500
Юг Европейской части	5000
Центр Европейской части, Северо-Запад, Поволжье, Урал, Северный Казахстан, Республика Беларусь	5500
Западная Сибирь, Дальний Восток	6000
Восточная Сибирь, Север Европейской части, Республика Саха, Магадан	6500

Приложение 5 - Тепловые нагрузки турбин

Тип турбины	Номинальная тепловая нагрузка, ГДж
ПТ-60	250
ПТ-80	285
ПТ-135	461
Т-110	732
Т-175	1131
Т-180	1089
Т-250	1383

Приложение 6.1 - Проектный удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию для турбин типа Р, $v_{отб}^p$ г у.т./кВт·ч

Тип турбины	Коэффициент среднегодовой загрузки				
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6
Р-50-130/13	160	162	164	167	171
Р-100-130/15	157	159	161	163	167

Приложение 6.2 - Проектное значение удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию для турбин типа Т, $v_{отб}^T$ г у.т./кВт·ч

$h_{отб.ч}^{отоп}$	Т-50/60-130 при N=60 МВт			Т-110/120-130 при N=110 МВт			Т-175/210-130 при N=175 МВт			Т-250/300-240 при N=250 МВт		
	5500	6000	6500	5500	6000	6500	5500	6000	6500	5500	6000	6500
4000	247	256	263	244	253	260	237	245	252	227	232	237
4500	229	239	246	236	236	243	219	228	236	212	218	224
5000	211	222	233	208	219	229	202	213	221	198	205	212
5500	-	193	206	-	190	203	184	196	206	183	192	199
6000	-	190	202	-	187	199	-	181	192	-	178	187
6500	-	-	186	-	-	183	-	178	189	-	174	182

Приложение 6.3 - Проектный удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию для турбин типа ПТ, $e_{от}^3$ г у.т./кВт·ч

$h_{отб.ч}^{отоп}$	ПТ-60/75-130/13 при N=60 МВт			ПТ-80/100-130/13 при N=80 МВт			ПТ-135/165-130/15 при N=135 МВт		
	$h_{отб}^n$ 4000	$h_{отб}^n$ 5000	$h_{отб}^n$ 6000	$h_{отб}^n$ 4000	$h_{отб}^n$ 5000	$h_{отб}^n$ 6000	$h_{отб}^n$ 4000	$h_{отб}^n$ 5000	$h_{отб}^n$ 6000
4500	245	230	213	242	227	210	239	224	207
5000	238	223	206	235	220	203	232	218	201
5500	232	-	-	229	-	-	226	-	-
4500	248	233	218	245	230	215	242	227	212
5000	242	227	212	239	224	209	236	221	207
5500	236	218	-	233	215	-	230	213	-
6000	230	212	-	227	-	-	224	205	-
4500	251	236	223	248	233	220	244	244	217
5000	245	230	218	242	227	215	239	239	212
5500	239	225	212	236	222	209	233	219	206
6000	233	219	206	230	216	203	227	213	201
4500	253	240	227	250	237	224	246	234	221
5000	250	234	222	247	231	219	241	228	216
5500	244	230	217	241	226	214	236	223	211
6000	240	224	212	236	221	209	230	218	206

Приложение 7.1 - Удельный расход электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ в зависимости от типа установленной турбины, вида сжигаемого топлива в котлах и начальных параметров пара (в % от выработки электрической энергии)

Давление пара перед турбиной	Тип турбины					
	Т		ПТ		Р	
	тв. топл.	газ, мазут	тв. топл.	газ, мазут	тв. топл.	газ, мазут
$P_0=8,82$ МПа (90 кгс/см ²)	11-12	8,8-9,6	12-14	9,6-11,2	15-16,5	12-13,2
$P_0=12,7$ МПа (130 кгс/см ²)	9,5-10,5	7,6-8,4	9,5-12	7,6-9,6	14-16,3	11,2-12,8
$P_0=23,5$ МПа (240 кгс/см ²)	5,1-5,6	3,6-3,9	-	-	-	-

Приложение 7.2 - Удельный расход электрической энергии на собственные нужды, (в % от выработки электрической энергии)

Начальное давление пара перед турбиной	Тип турбины					
	Т		ПТ		Р	
	тв. топл.	газ, мазут	тв. топл.	газ, мазут	тв. топл.	газ, мазут
$P_0=8,82$ МПа (90 кгс/см ²)	3,9-6,5	3,1-5,2	4,2-7,8	3,4-6,2	3,1-5,1	2,5-2,7
$P_0=12,7$ МПа (130 кгс/см ²)	3,4-5,7	2,7-4,6	3,2-5,3	2,6-4,2	2,9-3,1	2,3-2,5
$P_0=23,5$ МПа (240 кгс/см ²)	1,5-2,9	1,1-2,0	-	-	-	-

Приложение 8 - Приближенные топливные характеристики для определения расхода условного топлива котлами ТЭЦ при работе на твердом топливе

Тип турбины	Расход условного топлива, т у.т.
ПТ-25-90	$B_y = 2,06nmTp + 0,0476D_n^2 + 0,0102Q_{омон}^2 + 0,384W_e$
ПТ-50-90	$B_y = 3,18nmTp + 0,07D_n^2 + 0,0148Q_{омон}^2 + 0,352W_e$
ПТ-60-130	$B_y = 4,0nmTp + 0,065D_n^2 + 0,0153Q_{омон}^2 + 0,325W_e$
ПТ-50-130/7	$B_y = 3,36nmTp + 0,0615D_n^2 + 0,0123Q_{омон}^2 + 0,3343W_e$
ПТ-80-130	$B_y = 2,42nmTp + 0,0665D_n^2 + 0,0088Q_{омон}^2 + 0,384W_e$
ПТ-135-130	$B_y = 8,6nmTp + 0,073D_n^2 + 0,0344Q_{омон}^2 + 0,267W_e$
Т-25-90	$B_y = 1,02nmTp + 0,0167Q_{омн}^2 + 0,384W_e$
Т-50-90	$B_y = 1,09nmTp + 0,0167Q_{омн}^2 + 0,38W_e$
Т-50-130	$B_y = 4,1nmTp + 0,010Q_{омн}^2 + 0,317W_e$
Т-110/120-130	$B_y = 6,3nmTp + 0,0107Q_{омн}^2 + 0,314W_e$
Т-175/210-130	$B_y = 10,5nmTp + 0,0102Q_{омн}^2 + 0,305W_e$
Т-180/215-130	$B_y = 12,1nmTp + 0,0076Q_{омн}^2 + 0,294W_e$
Т-250/300-240	$B_y = 15,3nmTp + 0,0114Q_{омн}^2 + 0,271W_e$

Примечание: $Q_{омон} = Q_{омон} + Q_{пвк}$

Вводится поправочный коэффициент при работе ТЭЦ:

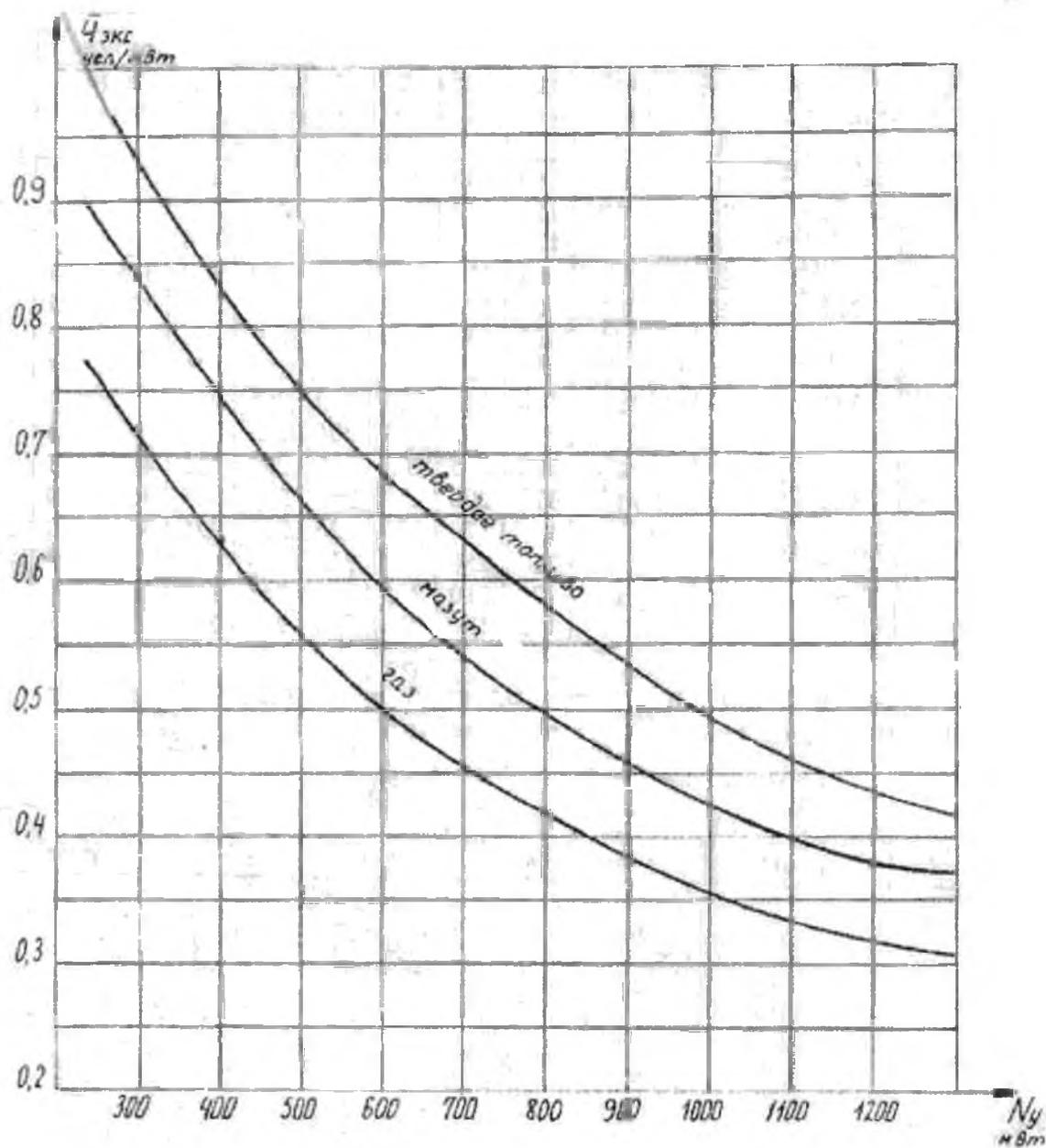
- на мазуте $K_{нопр} = 0,98$,
- на газе $K_{нопр} = 0,96$.

Приложение 9 - Укрупненные нормативы численности эксплуатационного персонала ТЭЦ (с турбоагрегатами $N_n \leq 120$ МВт и котлами $D_n^k \leq 500$ т/ч)

Мощность турбоагрегатов, МВт	Производительность котла, т/ч	Вид топлива	Количество турбоагрегатов							
			1	2	3	4	5	6	7	8
15-25	160	уголь	180	200	220	250	270	290	310	330
		мазут	150	170	185	200	215	230	245	260
		газ	128	145	157	170	188	196	208	221
110	210	уголь	185	210	235	265	290	320	345	375
		мазут	160	180	195	215	230	250	265	285
		газ	136	153	166	183	196	213	225	242
50-60	320	уголь	195	225	260	310	340	375	425	455
		мазут	160	185	215	240	265	300	325	350
		газ	136	157	183	204	225	255	276	298
60-110	420	уголь	200	235	285	335	385	435	485	535
		мазут	170	200	230	265	295	325	360	390
		газ	147	170	196	225	251	276	306	330
80-110	480-500	уголь	210	250	300	355	410	465	520	580
		мазут	170	210	245	280	315	350	385	420
		газ	145	180	208	238	268	298	327	357

Примечание: При наличии пиковых водогрейных котлов численность эксплуатационного персонала увеличивается на 5 человек.

Приложение 10 - Удельная численность эксплуатационного персонала ТЭЦ (с турбоагрегатами мощностью 120 тыс.кВт и выше и паропроизводительность котлов 500 т/ч и выше)



Приложение 11 - Районные коэффициенты к заработной плате, К_{р.} зп

Наименование республики, края, области	Районные коэффициенты
Алтайский край, Кемеровская обл., Омская обл., Кустанайская обл., Оренбургская обл., Новосибирская обл., Павлодарская обл., Пермская обл., Свердловская обл., Томская обл., Челябинская обл., Целиноградская обл. Республика Башкортостан.	1,15
Иркутская обл., Красноярский край, Коми, Тюменская обл. (южнее 60-й параллели), Хабаровский край (южная часть), Читинская обл.	1,2
Архангельская область	1,3
Сахалинская обл. (южные районы), Хабаровский край (северные районы)	1,4

Примечание:

- 1. В приложении указаны районные коэффициенты не всех районов Урала, Сибири, Севера, Дальнего Востока, Казахстана. Поэтому в каждом конкретном случае коэффициент может принимать исходя из имеющихся данных.*
- 2. Для остальных районов данный коэффициент равен 1.*

Приложение 12 - Укрупненные нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭЦ (с турбоагрегатами $N_n \leq 120$ МВт и котлами $D_n^k \leq 500$ т/ч)

Мощность турбоагрегатов, МВт	Производительность котла, т/ч	Вид топлива	Количество турбоагрегатов							
			1	2	3	4	5	6	7	8
15-25	160	уголь	270	320	380	440	500	560	620	680
		мазут	175	225	270	305	345	380	420	455
		газ	149	191	230	259	293	232	357	387
110	210	уголь	280	350	410	485	555	630	700	775
		мазут	190	250	295	345	395	445	490	540
		газ	162	213	251	293	336	376	417	459
50-60	320	уголь	305	395	480	575	665	760	850	945
		мазут	210	280	345	405	465	530	590	655
		газ	179	238	298	344	395	451	502	557
60-110	420	уголь	330	430	535	640	755	860	965	1070
		мазут	235	320	390	470	540	620	690	770
		газ	200	272	332	400	459	527	587	655
80-110	480-500	уголь	345	460	560	680	795	910	1015	1130
		мазут	245	335	425	505	590	675	765	850
		газ	208	285	361	429	502	574	650	723

Примечание: При наличии пиковых водогрейных котлов дополнительно предусматривается на первый котел 8 чел., на каждый последующий 2 чел.

Приложение 13 - Удельная численность промышленно-производственного персонала ТЭЦ (с котлами 500 т/ч и выше с турбоагрегатами 120 тыс кВт и выше)

