

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

ОРГАНИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЕМ

методические указания к курсовой работе
для студентов специальности 1-43 01 04
«Тепловые электрические станции»

М и н с к 2 0 0 5

УДК 65131122: 658

В работе на примере технико-экономического сравнения комбинированной и раздельной схем дается методика выбора оптимального варианта энергоснабжения района. Методические указания предназначены для закрепления и углубления теоретических знаний по курсам «Экономика энергетики» и «Организация и планирование энергетики» и получения студентами практических навыков при проведении технико-экономических расчетов.

Составители:

В.Н. Нагорнов, И.Н. Спагар, Е.В. Ячная

Рецензенты:

В.И. Назаров, И.А. Бокун

© В.Н.Нагорнов, И.Н.Спагар,
составление, 2005

Введение

Энергоснабжение потребителей может осуществляться по двум принципиально различным схемам: комбинированной (тепло и электроэнергию получают от одного источника – ТЭЦ) и отдельной (тепло отпускается от котельной, а электроэнергия – от конденсационные электрические станции, (КЭС).

В комбинированной схеме (теплофикация) тепло рабочего тела используется сначала для выработки электроэнергии, а затем отработанное тепло низкого потенциала подается в тепловые сети централизованного теплоснабжения. Получаемая при этом экономия тепла, согласно принятому физическому методу, полностью относится на электроэнергию, за счет чего удельный расход топлива на 1кВт·ч на ТЭЦ значительно меньше, чем на КЭС.

Для развития теплофикации требуются значительные капиталовложения, как правило, большие, чем при отдельной схеме. Вместе с тем при значительных тепловых нагрузках строительство ТЭЦ позволяет достигать более высокой степени концентрации и централизации теплоснабжения по сравнению с котельными, что приводит к некоторому снижению удельных капиталовложений как непосредственно в ТЭЦ, так и в тепловые сети. Облегчает использование низкосортных топлив, снижает эксплуатационные издержки, повышает производительность труда, дает экономию топлива. Комбинированная схема позволяет применять высокоэффективные методы очистки дымовых газов, строительство высоких дымовых труб. Абсолютное же количество выбросов при вводе ТЭЦ возрастает за счет дополнительного снижения топлива, необходимого для производства электроэнергии. Для ТЭЦ характерно отсутствие протяженных магистральных линий электропередач, сложных распределительных устройств, что дает сокращение капиталовложений по сравнению со схемой выдачи мощности на КЭС. С другой стороны, на ТЭЦ вследствие увеличения радиуса передачи тепла растут затраты в магистральные тепловые сети.

Относительная экономичность комбинированной и отдельной схем зависит от величины, и структуры тепловых нагрузок, условий топливоснабжения, технико-экономических показателей оборудования, режимов загрузки, климатических условий и других факторов. Относительное решение о предпочтительности того или иного

варианта может быть сделано на основе тщательного технико-экономического анализа. Критерием сравнительной экономической эффективности может служить минимум приведенных затрат.

Приведенные затраты для комбинированной схемы:

$$Z_k = E_n \cdot K_k + I_k, \text{ у.е.},$$

где E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений равный 0,12.

Капиталовложения в комбинированную схему:

$$K_k = K_{\text{ТЭЦ}} + K_{\text{ТС}}^k + K_{\text{ЛЭП}}^k, \text{ у.е.},$$

где $K_{\text{ТЭЦ}}$, $K_{\text{ТС}}^k$, $K_{\text{ЛЭП}}^k$ – капиталовложения, соответственно в ТЭЦ, тепловые и электрические сети, у.е.

Годовые эксплуатационные издержки:

$$I_k = I_{\text{ТЭЦ}} + I_{\text{ТС}}^k + I_{\text{ЛЭП}}^k, \text{ у.е.},$$

где $I_{\text{ТЭЦ}}$, $I_{\text{ТС}}^k$, $I_{\text{ЛЭП}}^k$ – годовые эксплуатационные издержки на ТЭЦ, тепловых и электрических сетях, у.е.

В случае раздельной схемы приведенные затраты определяются по выражению:

$$Z_p = E_n \cdot K_p + I_p, \text{ у.е.},$$

где $K_p = K_{\text{КЭС}} + K_{\text{КОТ}} + K_{\text{ТС}}^p + K_{\text{ЛЭП}}^p, \text{ у.е.};$

$$I_p = I_{\text{КЭС}} + I_{\text{КОТ}} + I_{\text{ТС}}^p + I_{\text{ЛЭП}}^p, \text{ у.е.},$$

здесь $K_{\text{КЭС}}$, $K_{\text{КОТ}}$, $K_{\text{ТС}}^p$, $K_{\text{ЛЭП}}^p$ – капиталовложения в КЭС, котельную, тепловые и электрические сети, у.е.

$I_{\text{КЭС}}$, $I_{\text{КОТ}}$, $I_{\text{ТС}}^p$, $I_{\text{ЛЭП}}^p$ – годовые эксплуатационные издержки на КЭС, котельной, тепловых и электрических сетях, у.е.

Капиталовложения в тепловые и электрические сети определяются:

$$K_{\text{ТС}} = k_{\text{ТО}} \cdot L_{\text{ТС}}, \text{ у.е.},$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = k_{\text{ЛЭП}} \cdot L_{\text{ЛЭП}}, \text{ у.е.},$$

где $K_{тс}$, $K_{лэп}$ – удельные капиталовложения в тепловые и электрические сети, у.е./км

$L_{тс}$, $L_{лэп}$ – протяженность тепловых и электрических сетей, км.

Условие энергетической сопоставимости вариантов комбинированной и раздельной схем соблюдается уравнением их мощности и полезному отпуску тепловой и электрической энергии.

1. КОМБИНИРОВАННАЯ СХЕМА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Выбор состава основного оборудования на ТЭЦ

На выбор состава оборудования ТЭЦ существенное влияние оказывает не только режим загрузки станции по электрической мощности, но и величина и структура тепловых нагрузок, тепловая схема станции. Турбоагрегату ТЭЦ по своим параметрам и типу должны соответствовать нагрузке тепловых потребителей. На теплоэлектроцентрали устанавливаются конденсационные турбины с одним или двумя регулируемыми отборами, турбины с противодавлением. Тип турбоагрегатов определяется величиной и соотношением тепловых нагрузок. При выборе состава оборудования ТЭЦ нужно принимать во внимание общие положения:

1. Необходимо стремиться к блочной схеме.
2. Число агрегатов нужно сокращать до минимума за счет их большей единичной мощности.
3. При значительной технологической нагрузке следует рассмотреть возможность последующей установки турбин типа Р для покрытия базовой части нагрузки.
4. Выбор состава оборудования зависит от оптимального коэффициента теплофикации, определяющего основные показатели ТЭЦ: общую электрическую мощность, годовое число часов использования теплофикационной мощности, нагрузку пиковый водогрейных котлов.
5. Резервные турбоагрегаты на ТЭЦ не устанавливаются.
6. Резервные котлы на блочных ТЭЦ также не устанавливаются.

1.2. Расчет отпуска теплоты на отопление

Централизованный отпуск теплоты от ТЭЦ в горячей воде осуществляется, главным образом, коммунально-бытовому сектору для

отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Годовая отопительная нагрузка ТЭЦ к расчетному году определится:

$$Q_{\text{тфр}} = Q_{\text{о+в}} + Q_{\text{гв}} = Z_p (g_{\text{о+в}} + g_{\text{гв}}), \text{ Гкал},$$

где $Q_{\text{о+в}}$, $Q_{\text{гв}}$ – годовые оптимальные нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, Гкал;

Z_p – расчетное число жителей, обеспечиваемых теплотой от ТЭЦ, чел;

$g_{\text{о+в}}$, $g_{\text{гв}}$ – удельные годовые расходы теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение на одного жителя, Гкал/чел.

Максимальные часовые нагрузки для расчетного года на отопление и вентиляцию:

$$Q_{\text{о+в}}^{\text{ч}} = Q_{\text{о+в}} / h_{\text{о+в}}, \text{ Гкал/ч}.$$

На горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{гв}}^{\text{ч}} = Q_{\text{гв}} / h_{\text{гв}}, \text{ Гкал/ч},$$

где $h_{\text{о+в}}$, $h_{\text{гв}}$ – годовое число часов использования максимума нагрузки, час.

Суммарный годовой отпуск теплоты от ТЭЦ в расчетный год:

$$Q_{\text{тф}} = (Q_{\text{о+в}} + Q_{\text{гв}}) / \eta_{\text{тс}} = Q_{\text{тфр}} / \eta_{\text{тс}}, \text{ Гкал},$$

где $\eta_{\text{тс}}$ – КПД тепловых сетей.

Суммарный часовой отпуск теплоты от ТЭЦ:

$$Q_{\text{тф}}^{\text{ч}} = (Q_{\text{о+в}}^{\text{ч}} + Q_{\text{гв}}^{\text{ч}}) / \eta_{\text{тс}}, \text{ Гкал/ч}.$$

Годовой отпуск теплоты из теплофикационных отборов ТЭЦ:

$$Q_{\text{тфо}} = Q_{\text{тф}} \cdot \alpha_{\text{тф}}, \text{ Гкал},$$

где $\alpha_{\text{тф}}$ – годовой коэффициент теплофикации.

Коэффициент ($\alpha_{\text{тф}}$) характеризует участие тепла из отборов турбин в покрытии общей тепловой нагрузки ТЭЦ. Чем больше $\alpha_{\text{тф}}$, тем больше комбинированная выработка электрической и тепловой

энергии, тем меньше расход топлива на эту выработку. Но при этом растет стоимость оборудования ТЭЦ, так как энергетические котлоагрегаты значительно дороже водогрейных, кроме того ухудшается загрузка ТЭЦ в течение года, что ведет к увеличению годовых эксплуатационных издержек.

Оптимальная величина коэффициентов теплофикации ($\alpha_{тф}$, $\alpha_{тх}$) зависит от мощности и начальных параметров турбин, длительности отопительного периода, доли нагрузки горячего водоснабжения, от вида используемого на ТЭЦ топлива.

Часовой отпуск теплоты из отборов турбин ТЭЦ:

$$Q_{тфо}^ч = Q_{тф}^ч \cdot \alpha_{тф}^ч, \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов

$$Q_{пвк} = (1 - \alpha_{тф}) \cdot Q_{тфо}, \text{ Гкал.}$$

1.3. Расчет технологической нагрузки ТЭЦ

Тепловая технологическая нагрузка определяется составом и количеством промышленных предприятий, снабжающихся теплотой от ТЭЦ. Общий расход теплоты зависит от теплоемкости технологической схемы, от режима потребления теплоты предприятием в течение суток и года. Зная удельные расходы теплоты на единицу годовой продукции, годовой режим потребления, определяется годовой и максимальный часовой расход теплоты. Расчет удобно производить в виде таблицы.

| № п.п | Наименование производства | Годовой объем производимой продукции | Удельный расход теплоты на ед. продукции | Годовой расход теплоты | Число часов использования максимума тепловой нагрузки | Часовой максимальный расход теплоты на технологические нужды |
|-------|---------------------------|--------------------------------------|--|------------------------|---|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | Π_i | $q_{тхи}$ | $Q_{тх}$ | $h_{тхи}$ | $Q_{тхи}$ |

Максимальный часовой отпуск теплоты потребителям:

$$Q_{тхм}^ч = \sum_{i=1}^n \Pi_i \cdot q_{тхи} / h_{тхи} = \sum Q_{тхи}, \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой отпуск теплоты на технологические нужды:

$$Q_{\text{ТХМ}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ТХ}i}, \text{ Гкал},$$

$$Q_{\text{ТХ}i} = \Pi_i \cdot q_{\text{ТХ}i}, \text{ Гкал}.$$

Часовой отпуск теплоты на технологические нужды от ТЭЦ:

$$Q_{\text{ТХ}}^{\text{ч}} = Q_{\text{ТХМ}}^{\text{ч}} / \eta_{\text{ТС}} + Q_{\text{ТХ}}^{\text{СН}}, \text{ Гкал/ч},$$

где $\eta_{\text{ТС}}$ – КПД паровых сетей,

$Q_{\text{ТХ}}^{\text{СН}}$ – часовой расход теплоты на собственные нужды.

Годовой отпуск теплоты от ТЭЦ на технологические нужды

$$Q_{\text{ТХ}} = Q_{\text{ТХМ}} / \eta_{\text{ТС}} + Q_{\text{ТХ}}^{\text{СН}} \cdot h_{\text{СН}}, \text{ Гкал},$$

где $h_{\text{СН}}$ - годовое число часов использования тепловой мощности на собственные нужды.

Часовой отпуск теплоты на технологические нужды из отборов ТЭЦ:

$$Q_{\text{ТХО}}^{\text{ч}} = Q_{\text{ТХ}}^{\text{ч}} \cdot \alpha_{\text{ТХ}}^{\text{ч}}, \text{ Гкал}.$$

Годовой отпуск теплоты на технологические нужды от РОУ:

$$Q_{\text{РОУ}} = (1 - \alpha_{\text{ТХ}}) \cdot Q_{\text{ТХ}}, \text{ Гкал}$$

1.4. Расчет капиталовложений.

Для рассматриваемого варианта, исходя из полученных значений $Q_{\text{ТФО}}$, $Q_{\text{ТХО}}$, $Q_{\text{ТФО}}^{\text{ч}}$, $Q_{\text{ТХО}}^{\text{ч}}$, N выбирается состав основного оборудования ТЭЦ, при этом необходимо выбрать головные агрегаты.

Капиталовложения в электростанцию с поперечными связями (неблочную) определяются по формуле

$$K = K_{\text{КА}}^1 + K_{\text{ТГ}}^1 + \sum_{i=1}^{m-1} K_{\text{КА}}^{\text{ПОСЛ}}{}_i + \sum_{j=1}^{n-1} K_{\text{ТГ}}^{\text{ПОСЛ}}{}_j, \text{ у.е.},$$

где $K_{КА}^1$ и $K_{ТГ}^1$ - соответственно капиталовложения в первый котлоагрегат и в первый турбоагрегат, у.е.;

$K_{КАi}^{ПОСЛ}$ и $K_{ТГи}^{ПОСЛ}$ - капиталовложения в последующие котлоагрегаты и турбоагрегаты, у.е.;

m - число котлоагрегатов;

n - число турбоагрегатов.

На ТЭЦ в качестве первого турбоагрегата берется агрегат меньшей мощности и имеющий, как правило, технологический и теплофикационный отборы.

Капиталовложения в электрические сети могут быть приняты в пределах 70...100% от капиталовложений в электрические станции:

$$K_{эл.с.} = \sum_{i=1}^Z (0,7 \dots 1,0) K_{Z, y. e.},$$

где $K_{эл.с.}$ – капиталовложения в электрические сети, у.е.;

Z – количество электростанций.

Стоимость основных фондов трансформаторных подстанций составляет примерно 30% от стоимости электрических сетей:

$$K_{н.см.} = 0,3 \cdot K_{эл.с.}, y. e. ,$$

где $K_{н.см.}$ - стоимость основных фондов трансформаторных подстанций.

Электрическая мощность электростанции находится как сумма мощностей установленных на ней турбоагрегатов, а суммарная мощность энергосистемы определяется как сумма мощностей входящих в нее электростанций.

Выбор состава оборудования ТЭЦ начинается с определения типа, мощности, числа турбоагрегатов на основе полученных ранее значений $Q_{ТХ}$, $Q_{ТФ}$, $Q_{ТХ}^ч$, $Q_{ТФ}^ч$, $\alpha_{ТХ}^ч$, $\alpha_{ТФ}^ч$, $\alpha_{ТХ}$, $\alpha_{ТФ}$. Несмотря на то, что обоснование точных значений $\alpha_{ТХ}$, $\alpha_{ТФ}$, $\alpha_{ТХ}^ч$, $\alpha_{ТФ}^ч$, является самостоятельной технико - экономической задачей, на основе имеющихся разработок можно ориентировочно задаться примерными значениями коэффициентов теплофикации.

Для средних условий оптимальная величина $\alpha_{ТХ}$ - лежит в пределах 0,5...0,6:

$$\alpha_{\text{тф}} - 0,85 + 0,9.$$

Суммарные отборы выбранных турбин должны примерно соответствовать $Q_{\text{тх}}^{\text{ч}}$ и $Q_{\text{тфо}}^{\text{ч}}$, то есть

$$Q_{\text{тх}}^{\text{ч}} \approx \sum_{i=1}^n Q_{\text{тхо}i}^{\text{чп}}, \quad Q_{\text{тфо}}^{\text{ч}} \approx \sum_{i=1}^n Q_{\text{тфо}i}^{\text{чп}},$$

где $Q_{\text{тхо}i}^{\text{чп}}$, $Q_{\text{тфо}i}^{\text{чп}}$ - номинальные часовые технологические и теплофикационные отборы турбин Гкал,

n - число турбоагрегатов, имеющих i -й отбор (технологический или отопительный).

Выбор турбины, уточненные коэффициенты теплофикации:

$$\alpha_{\text{тх}} = \sum Q_{\text{тхо}i}^{\text{чп}} / Q_{\text{тх}}^{\text{ч}},$$

$$\alpha_{\text{тф}} = \sum Q_{\text{тфо}i}^{\text{чп}} / Q_{\text{тф}}^{\text{ч}}.$$

При значительном расхождении полученных коэффициентов теплофикации от ранее принятых, необходимо пересмотреть состав выбранных турбоагрегатов.

К выбранным турбоагрегатам подбираются паровые барабанные или прямоточные котлы. Производительность котла берется такой, чтобы обеспечивался номинальный расход пара на турбину с учетом расхода теплоты на собственные нужды и потери в паропроводах:

$$D_{\text{к}} = D_{\text{т}} + D_{\text{тсм}} + D_{\text{пог}} = D_{\text{т}} + (1,04 \dots 1,06), \text{ т/ч.}$$

При выборе котла необходимо стремиться к блочной схеме компоновке станций, как правило, выбираемое число котлов должно равняться числу турбин.

Число и мощность пиковых водогрейных котлов выбирается из соотношения

$$Q_{\text{пвк}}^{\text{ч}} = Q_{\text{тф}}^{\text{ч}} - Q_{\text{тфо}}^{\text{ч}}, \text{ Гкал/ч,}$$

$$l = Q_{\text{пвк}}^{\text{ч}} / Q_{\text{пвк}}^{\text{чп}}, \text{ шт,}$$

где $Q_{\text{пвк}}^{\text{ч}}$ - часовая расчетная производительность ПВК, Гкал/ч;

$Q_{\text{пвк}}^{\text{чп}}$ - номинальная часовая производительность одного ПВК, Гкал/ч;

l - число пиковых водогрейных котлов, шт.

Общее число ПВК, устанавливаемых на ТЭЦ, по условиям надежности теплоснабжения должно быть не менее 2.

Капиталовложения в ТЭЦ определяются

$$K_{ТЭЦ} = K_{каі}^1 + K_{ТАі}^1 + K_{пвкі}^1 + \sum_{i=1}^n K_{каі}^{ПОСЛ} + \sum_{i=1}^m K_{ТАі}^{ПОСЛ} + \sum_{l=1}^l K_{пвкі}^{ПОСЛ},$$

здесь $K_{каі}^1$, $K_{кгі}^1$, $K_{пвкі}^1$ - капиталовложения в головной котел, турбоагрегат, пиковый водогрейный котел;

$K_{каі}^{ПОСЛ}$, $K_{кгі}^{ПОСЛ}$, $K_{пвкі}^{ПОСЛ}$ - то же в последующие агрегаты;

n , m , l - число котлов, турбоагрегатов пиковых водогрейных котлов, установленных на ТЭЦ.

Удельные капиталовложения k для каждой из электростанций энергосистемы определяются следующим образом:

$$k = \frac{K_{ТЭЦ}}{N_{уст}}$$

Годовые эксплуатационные изделия на ТЭЦ складываются из условно - постоянных и условно - переменных.

Постоянные годовые издержки

$$И_{пост}^{ТЭЦ} = 1,3 (1,2 \cdot K_{ТЭЦ} \cdot P_{ам} / 100 + k_{шт} \cdot N_{ТЭЦ} \cdot Z_{сг}), у.е.,$$

где $P_{ам}$ - норма амортизационных отчислений для ТЭЦ;

$K_{ТЭЦ}$ - штатный коэффициент для ТЭЦ, чел/ МВт;

$Z_{сг}$ - среднегодовая заработная плата с начислениями, у.е.;

1,2 - коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт;

1,3 - коэффициент, учитывающий общехозяйственные расходы.

Переменные издержки производства определяются стоимостью израсходованного на ТЭЦ топлива.

$$И_{пр}^{ТЭЦ} = V_{ТЭЦ} \cdot Z_{т}, у.е.,$$

где $Z_{т}$ - цена 1 тонны условного топлива, определяемая по замыкающим затратам на топливо, у.е./т.у.т.;

$V_{ТЭЦ}$ - годовой расход условного топлива на ТЭЦ, т.у.т.

1.5. Определение годового расхода топлива

Годовой расход топлива на ТЭЦ определяется на основе энергетических характеристик турбоагрегатов и котлов. Для расчета годового расхода теплоты на турбину необходимо часовую энергетическую характеристику турбины:

$$Q_{Ti}^{\text{ч}} = \acute{\alpha} + r_k \cdot N_i - \Delta\gamma \cdot N_{Ti} + Q_{T\text{Xoi}}^{\text{ч}} + Q_{T\text{фоi}}^{\text{ч}}, \text{ Гкал/ч,}$$

$$N_{Ti} = W_{T\text{ф}} \cdot Q_{T\text{фо}}^{\text{ч}} + W_{T\text{X}} \cdot Q_{T\text{Xoi}}^{\text{ч}} - C, \text{ МВт.}$$

Трансформировать в годовую

$$Q_{Ti} = \acute{\alpha}T + r_k \cdot N_i \cdot h_i - \Delta\gamma \cdot \mathcal{E}_{Ti} + Q_{T\text{Xoi}} + Q_{T\text{фоi}}, \text{ Гкал}$$

$$\mathcal{E}_{Ti} = W_n \cdot Q_{T\text{Xoi}} + W_T \cdot Q_{T\text{Xoi}} - C \cdot T, \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

где $\acute{\alpha}$ – условный расход теплоты на холостой ход;

r_k , $\Delta\gamma$ - относительные приросты теплоты на конденсационном режиме (Гкал/МВт) и уменьшение относительного прироста турбин на теплофикационном режиме $\Delta\gamma = r_k = r_t$, Гкал/МВт;

$W_{T\text{р}}$, $W_{T\text{X}}$ – удельная выработка на тепловом потреблении, МВтч/Гкал;

C – потери мощности в отборах, МВт;

T – число часов работы турбин в году, час.

В том случае, когда на ТЭЦ установлены турбоагрегаты разных типов мощности, например «Т» и «ТП», необходимо произвести между ними перераспределение тепловых и электрических нагрузок. При этом в первую очередь должны загружаться наиболее экономичные турбины, т.е. которых значения $\Delta\gamma$, $W_{T\text{р}}$, $W_{T\text{X}}$ больше, а r_k меньше.

Как правило сначала распределяются тепловые нагрузки.

Годовое число часов использования номинальной нагрузки отборов:

$$h_{T\text{Xo}}^{\text{год}} = Q_{T\text{Xo}}^{\text{год}} / \sum Q_{T\text{Xo}}^{\text{нч}}, \text{ час;}$$

$$h_{T\text{фо}}^{\text{год}} = Q_{T\text{фо}}^{\text{год}} / \sum Q_{T\text{фо}}^{\text{нч}}, \text{ час,}$$

где $Q_{T\text{Xo}}^{\text{н}}$, $Q_{T\text{фо}}^{\text{нч}}$ - номинальная часовая производительность технологического и теплофикационного отборов, Гкал/ч;

n , m – число отборов.

Полученные значения $h_{\text{тхo}}$, $h_{\text{тфо}}$ для более экономичных турбин увеличиваются на 10 ... 30%, при соответственном уменьшении их для менее экономичных турбин так, чтобы соблюдались равенства:

$$\sum_{i+1}^n Q_{\text{тхoi}}^{\text{нч}} \cdot h_{\text{тфо}} = Q_{\text{тфо}}^{\text{год}} \text{ Гкал};$$

$$Q_{\text{тхoi}}^{\text{год}} = Q_{\text{тхoi}}^{\text{нч}} \cdot h_{\text{тхoi}} \text{ Гкал}.$$

Перераспределение электрической нагрузки осуществляется изменением годового числа использования электрической мощности.

Общий отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_{\text{тэц}} = \sum_{i+1}^n N_i \cdot h_i \cdot (1 - \Delta\mathcal{E}_{\text{сн}} / 100), \text{ МВтч},$$

где N_i – электрическая мощность i -го турбоагрегата, МВт;

h_i – годовое число часов использования электрической мощности, час;

$\Delta\mathcal{E}_{\text{сн}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, %;

n - число турбоагрегатов, шт.

Общая потребность в теплоте от паровых котлов:

$$Q_{\text{ка}} = \left(\sum_{i+1}^n Q_{\text{ти}} + Q_{\text{поу}} \right) (1,02 \dots 1,03), \text{ Гкал}.$$

Годовой расход условного топлива на паровые котлы

$$B_{\text{ка}} = Q_{\text{ка}} / \eta_{\text{ка}}^{\text{б}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}, \text{ т.у.т.},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – коэффициент перевода: $K_{\text{н}} = 7 \text{ Гкал/тут}$, $K_{\text{н}} = 29,31 \text{ ГДж/тут}$.

Годовой расход условного топлива на ПВК

$$B_{\text{пвк}} = Q_{\text{пвк}} / \eta_{\text{пвк}}^{\text{б}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}, \text{ т.у.т.}$$

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ

$$B_{\text{тэц}} = B_{\text{ка}} + B_{\text{пвк}}, \text{ т.у.т.}$$

Переменные годовые издержки

$$I_{\text{пр}}^{\text{ТЭЦ}} = V_{\text{ТЭЦ}} \cdot Z_{\text{г}}, \text{ у.е.}$$

Приведенные затраты в вариант с ТЭЦ:

$$Z_{\text{ТЭЦ}} = E_{\text{н}} \cdot K_{\text{ТЭЦ}} + I_{\text{пст}}^{\text{ТЭЦ}} + I_{\text{пр}}^{\text{ТЭЦ}} + E_{\text{н}} \cdot (K_{\text{тс}} + K_{\text{лэп}}) + I_{\text{тс}} + I_{\text{лэп}}, \text{ у.е.}$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание тепловых и электрических сетей в приближенных расчетах могут быть определены из следующих соотношений:

$$I_{\text{тс}} = 0,075 \cdot K_{\text{тс}}, \text{ у.е.}; \quad I_{\text{лэп}} = 0,034 \cdot K_{\text{лэп}}, \text{ у.е.}$$

2. РАЗДЕЛЬНАЯ СХЕМА

По данной схеме энергоснабжения тепловые потребители получают теплоту от котельной, а электрическая энергия вырабатывается на КЭС. Из условий сопоставимости вариантов оборудования выбирается КЭС, работающая в крупной энергосистеме.

Для обеспечения максимальной индустриализации строительства, улучшения условий эксплуатации и проведения ремонтных работ основное оборудование КЭС выбирается однотипным. Единичную мощность блоков КЭС стремятся выбирать наиболее крупной, однако при этом, следует принимать во внимание ограничения по числу блоков на электростанции. Оптимальное число блоков КЭС находится в пределах от 4 до 6, увеличение числа блоков свыше 8 не дает заметного экономического эффекта, а проблемы, связанные с эксплуатацией, ремонтом, охраной окружающей среды возрастают.

Следует иметь в виду, что КЭС, как правило, располагаются на значительном расстоянии от потребителей электрической энергии. ТЭЦ располагаются вблизи потребителей тепла, которые являются одновременно крупными потребителями электрической энергии. Поэтому эквивалентная мощность замещающей КЭС должна быть больше мощности ТЭЦ на величину потерь в электрических сетях.

Районные котельные расположены обычно ближе к тепловым потребителям, чем ТЭЦ, поэтому их мощность может быть снижена на величину потерь в тепловых сетях.

2.1. Капиталовложения и годовые эксплуатационные

издержки КЭС

Полные капиталовложения в КЭС рассчитываются по выражению

$$K_{\text{КЭС}} = K^1 + K^{\text{ПОСЛ}} \cdot (n-1), \text{ у.е.},$$

где K^1 – капиталовложения в головной блок, у.е.;

K^{11} – капиталовложения в последующие блоки, у.е.

Постоянные годовые издержки КЭС:

$$I_{\text{ПОЛ}}^{\text{КЭС}} = 1,3 (1,2 \cdot K_{\text{КЭС}} \cdot P_{\text{ам}} / 100 + k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{ТЭС}} \cdot Z_{\text{сг}}, \text{ у.е.}$$

где $P_{\text{ам}}$ - норма амортизационных отчислений для КЭС;

$k_{\text{шт}}$ - штатный коэффициент для КЭС, чел. / МВт;

$Z_{\text{сг}}$ - среднегодовая зарплата с начислениями, у.е./чел.;

1,2 - коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт;

1,3 - коэффициент, учитывающий общестанционные нужды.

Отпуск электроэнергии определится

$$\mathcal{E}_{\text{КЭС}} = N_{\text{КЭС}} \cdot h \cdot ((1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} / 100)) = \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_i \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{см}} / 100), \text{ МВтч.}$$

где $N_{\text{КЭС}}$ – мощность КЭС, МВт;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды, %.

Для расчета годового расхода топлива определим по энергетической характеристике годовой расход теплоты на турбину

$$Q_{\text{Тi}} = a \cdot T_{\text{р}} + r \cdot \mathcal{E}_{\text{эки}} + r' \cdot (\mathcal{E}_i + \mathcal{E}_{\text{эки}}),$$

где a – часовой расход тепла на холостой ход, Гкал/ч;

r, r' - относительный прирост тепла до и после экономической мощности, Гкал/Мвтч;

$\mathcal{E}_{\text{эки}}$ - годовая выработка электроэнергии при мощности меньше экономической, МВтч;

$T_{\text{р}}$ - число часов работы турбины в году, час.

Выработка электроэнергии при загрузке блока больше экономи-

ческой определяется из выражения

$$\Delta_i - \Delta_{эки} = \beta \Delta_i \cdot (N_{ни} - N_{эки}) / N_{ни}, \text{ МВтч},$$

где $N_{ни}$, $N_{эки}$ - электрическая мощность турбины, номинальная и в токе излома энергетической характеристики;

β - коэффициент, учитывающий степень загрузки турбины, в зависимости от типа турбины принимается в пределах от 0,85 до 0,95. Большой мощности турбины соответствует большее значение коэффициента β .

Годовой расход топлива на блок

$$V_{годi} = Q_{Гi} / \eta_{ка}^6 \cdot K_{п} + V_{п} \cdot n, \text{ т.у.т.},$$

где $\eta_{ка}^6$ - среднегодовой КПД брутто котлоагрегата;

$V_{п}$ - расход топлива на пуск блока, т/ч;

n - число пусков блока в году,

$K_{п}$ - коэффициент перевода: $K_{п} = 7$ (Гкал/тут), $K_{п} = 29,31$ (ГДж/тут),

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$V_{э} = V_{годi} / \Delta_i \cdot (1 - \Delta_{сн} / 100), \text{ т.у.т.}$$

Годовой расход топлива КЭС

$$V_{КЭС} = \sum_{i=1}^n V_{годi}, \text{ т.у.т.},$$

где n - число блоков на КЭС.

Переменные годовые издержки КЭС

$$I_{пр}^{КЭС} = V_{КЭС} \cdot Z_{т}, \text{ у.е.},$$

где $Z_{т}$ - цена тонны условного топлива на КЭС, определяется по замыкающим затратам на топливо, у.е./т.у.т.

2.2. Котельная

В раздельной схеме технологические нагрузки района, обеспечиваются паровыми котлами, а отопительные нагрузки – водогрейны-

ми котлами, установленными на районных котельных, в непосредственной близости от потребителей тепла. Исходя из сопоставимости вариантов, районная котельная должна обеспечивать тот же отпуск тепла, что и ТЭЦ.

Определим число паровых котлов:

$$Z = Q_{\text{тх}}^{\text{ч}} / Q_{\text{пк}}^{\text{чн}}, \text{ шт.},$$

где $Q_{\text{пк}}^{\text{чн}}$ - номинальная часовая производительность парового котла, Гкал/ч.

Число водогрейных котлов

$$L = Q_{\text{тф}}^{\text{ч}} / Q_{\text{вк}}^{\text{чн}}, \text{ шт.},$$

где $Q_{\text{вк}}^{\text{чн}}$ - номинальная часовая производительность водогрейного котла, Гкал/ч.

Если общее число котлов получается больше 10, то в этом случае должна быть построена не одна, а несколько котельных и при определении капиталовложений в котельные необходимо увеличить соответственно котельным количество первых агрегатов.

2.3. Капиталовложения в котельную

Капиталовложения в котельную определяются:

$$K_{\text{кот}} = K_{\text{пк1}}^1 + \sum_{i=1}^{Z-1} K_{\text{пкi}}^{\text{ПОСЛ}} + K_{\text{вк1}}^1 + \sum_{i=1}^{L-1} K_{\text{вкi}}^{\text{ПОСЛ}}, \text{ у.е.},$$

где $K_{\text{пк1}}^1$, $K_{\text{вк1}}^1$ - капиталовложения в первый паровой и водогрейный котлы, у.е.;

$K_{\text{пкi}}^{\text{ПОСЛ}}$, $K_{\text{вкi}}^{\text{ПОСЛ}}$ - то же, в последующие котлы, у.е.

Постоянные годовые издержки котельной

$$I_{\text{пст}}^{\text{КОТ}} = 1,3 \cdot (1,1 \cdot K_{\text{кот}} \cdot P_{\text{ам}} / 100 + k_{\text{шт}} \cdot Q_{\text{кот}}^{\text{ч}} \cdot Z_{\text{ст}}), \text{ у.е.}$$

где $P_{\text{ам}}$ - норма амортизационных отчислений для котельных;

$k_{\text{шт}}$ - штатный коэффициент котельной, чел. / МВт;

$Q_{\text{кот}}^{\text{ч}}$ - суммарная теплопроизводительность котельной, чел. / МВт;

$$Q_{\text{кот}}^{\text{ч}} = \sum_{i=1}^Z Q_{\text{пк}i}^{\text{чн}} + \sum_{i=1}^L Q_{\text{вк}i}^{\text{чн}},$$

$Z_{\text{ст}}$ - среднегодовая зарплата с начислениями, у.е./чел.

Годовой расход топлива на котельную:

$$V_{\text{кот}} = (1 - (0,02 \dots 0,03)) \cdot (Q_{\text{тх}} / \eta_{\text{пк}} \cdot K_{\text{п}} + Q_{\text{тф}} / \eta_{\text{вк}} \cdot K_{\text{п}}), \text{ т.у.т.},$$

где $\eta_{\text{пк}}, \eta_{\text{вк}}$ - КПД паровых и водогрейных котлов, $\eta_{\text{пк}} = 0,83 \dots 0,86$,
 $\eta_{\text{вк}} = 0,86 \dots 0,9$;

$(0,02 \dots 0,03)$ – коэффициент, учитывающий снижение потерь в теплопроводах по сравнению с вариантом ТЭЦ;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент перевода: $K_{\text{п}} = 7$ (Гкал/т.у.т), $K_{\text{п}} = 29,31$ (ГДж/т.у.т).

Поскольку мощность и режим загрузки КЭС были выбраны исходя из условий работы электростанции в крупной электроэнергетической системе, то при расчете приведенных затрат в отдельной схеме необходимо выделить от КЭС лишь ту часть капиталовложений и издержек, которая идентична ТЭЦ в комбинированной схеме энергоснабжения.

Доля капиталовложений в КЭС, которая учитывается при равнении схем, определяется пропорционально мощности ТЭЦ:

$$K_{\text{кэс}} = K_{\text{кэс}} \cdot \beta \cdot N_{\text{тэц}} / N_{\text{кэц}},$$

где $K_{\text{кэс}}$ - полные капиталовложения в КЭС, у.е.;

β - коэффициент, учитывающий различие схем энергоснабжения (собственные нужды, потери в сетях), принимается равным 1,03 ... 1,07%.

Доля условно - постоянных эксплуатационных затрат КЭС рассчитывается также пропорционально мощности ТЭЦ.

$$I_{\text{пст}}^{\text{кэс}} = I_{\text{пст}}^{\text{кэс}} \cdot \alpha \cdot N_{\text{тэц}} / N_{\text{кэц}}, \text{ у.е.}$$

Доля условно - переменных затрат КЭС, учитываемая при отдельной схеме, найдется пропорционально отпускаемой энергии:

$$I_{\text{пр}}^{\text{кэс}} = I_{\text{пр}}^{\text{кэс}/} \cdot \alpha \cdot \mathcal{E}_{\text{тэц}} / \mathcal{E}_{\text{кэц}}, \text{ у.е.},$$

где $\mathcal{E}_{\text{кэц}}$ - годовой отпуск энергии от КЭС, МВтч;

α - коэффициент, учитывающий различие схем энергоснабжения в расходах энергии на собственные нужды, потери в сетях, применяется равным 1,02 ... 1,06.

Капиталовложения раздельной схемы

$$K_p = K_{\text{кэс}} + K_{\text{кот}} + K_{\text{тс}}^p + K_{\text{лэп}}^p, \text{ у.е.}$$

Годовые условно переменные затраты раздельной схемы

$$I_{\text{пр}}^p = I_{\text{пр}}^{\text{кэс}} + V_{\text{кот}} \cdot Z_t, \text{ у.е.}$$

где Z_t – цена тонны условного топлива котельной, определяется по замыкающим затратам на топливо, у.е./т.у.т.

Приведенные затраты в раздельную схему

$$Z_p = E_n \cdot K_p + I_{\text{пст}}^{\text{кэс}} + I_{\text{пст}}^{\text{кот}} + I_{\text{пр}}^p + I_{\text{тс}}^p + I_{\text{лэп}}^p, \text{ у.е.},$$

где $I_{\text{тс}}^p = 0,075 K_{\text{тс}}, \text{ у.е.};$

$I_{\text{лэп}}^p = 0,034 K_{\text{лэп}}, \text{ у.е.}$

Оптимальным, то есть более предпочтительным для строительства будет тот вариант, у которого приведенные затраты окажутся наименьшими. Разность приведенных затрат в 3...5 % говорит о равной экономичности вариантов, в этом случае при выборе следует учитывать дополнительные соображения (освоенность оборудования, перспективность схемы, охрана окружающей среды, топливно-энергетический баланс и т.д.).

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

3.1. Комбинированная схема

Годовой расход тепла на производство электроэнергии

$$Q_3 = \sum_{i=1}^n (G_{fi} - (Q_{\text{тхот}} + Q_{\text{тфот}})), \text{ МВт.}$$

Годовой расход топлива на производство электроэнергии

$$B_3 = Q_3 / \eta_{\text{ка}}^6 \cdot K_{\text{п}} \cdot (\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \cdot B_{\text{т3}} / B_{\text{т3ц}} \cdot B_{33}) \text{ т.у.т.}$$

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии

$$q_{33} = Q_3 / \mathcal{E}_{\text{т3ц}}, \text{ Гкал/МВт.}$$

Удельный расход топлива на производство электроэнергии

$$b_{33} = B_{33} / \mathcal{E}_{\text{т3ц}}, \text{ т.у.т./МВт.}$$

Годовой расход топлива на производство теплоты

$$B_{\text{т3}} = B_{\text{т3ц}} - B_3 + (\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \cdot B_{\text{т3}} / B_{\text{т3ц}} \cdot B_{33}), \text{ т.у.т.}$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{т3}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды, МВт.

Удельный расход топлива на производство теплоты

$$b_{\text{т3}} = B_{\text{т3ц}} / (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}), \text{ т.у.т./Гкал.}$$

КПД ТЭЦ по отпуску теплоты

$$\eta_{33} = 0,123 / B_{33}.$$

КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии

$$\eta_{\text{т3}} = 34,16 / B_{\text{т3}},$$

где $b_{\text{т3}}$ - удельный расход топлива на производство теплоты, кг у.т. / ГДж.

Доля условно - постоянных годовых издержек, относимая на производство электроэнергии:

$$I_{\text{пст}}^{\text{эз}} = I_{\text{пст}}^{\text{тэц}} \cdot B_{\text{э}} / B_{\text{тэ}}, \text{ у.е.}$$

Доля условно-постоянных годовых издержек, относимая на производство теплоты:

$$I_{\text{пст}}^{\text{тэ}} = I_{\text{пст}}^{\text{тэц}} \cdot B_{\text{тэ}} / B_{\text{тэ}}, \text{ у.е.}$$

Себестоимость 1 кВт·час на шинах ТЭЦ

$$C_{\text{эз}} = (I_{\text{пст}}^{\text{эз}} + B_{\text{э}} \cdot C_{\text{т.у.т}}) / \mathcal{E}_{\text{тэц}}, \text{ у.е./Мвт}\cdot\text{ч},$$

где $C_{\text{т.у.т}}$ - цена условного топлива на складе станции, у.е./т.у.т.

$$C_{\text{т.у.т}} = (C_{\text{тнт}} + T_{\text{жд}}) \cdot 29300 / Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \text{ у.е.},$$

где $C_{\text{тнт}}$ - цена натурального топлива, определяемая по прейскуранту;

$T_{\text{жд}}$ - тариф на перевозку 1 т натурального топлива;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ - теплотворная способность сжигаемого топлива, КДж/кг.

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии на шинах ТЭЦ

$$C_{\text{эз}} = B_{\text{эз}} \cdot C_{\text{тут}} \cdot 10^{-3}, \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Себестоимость 1 ГДж тепла, отпущенного от коллектора ТЭЦ

$$C_{\text{тэ}} = (I_{\text{пст}}^{\text{тэ}} \cdot B_{\text{тэ}} \cdot I_{\text{тут}}) / (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}), \text{ у.е./Гкал}.$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах ТЭЦ

$$C_{\text{эз}}^{\text{т}} = B_{\text{тэ}} \cdot C_{\text{тут}}, \text{ у.е./Гкал}.$$

Удельные приведенные затраты в комбинированную схему на производство электроэнергии

$$Z_{\text{эз}} = Z_{\text{тэц}} \cdot B_{\text{эз}} / B_{\text{тэц}} \cdot \mathcal{E}_{\text{тэц}}, \text{ у.е./Мвт}\cdot\text{ч}.$$

Удельные приведенные затраты в ТЭЦ на отпуск теплоты

$$З_{тэ} = З_{тэц} \cdot В_{тэ} / В_{тэц} \cdot (Q_{тх} + Q_{тф}), \text{ у.е./Гкал.}$$

Показатель фондоотдачи ТЭЦ

$$K_{фo} = (Ц_{ээ}^н \cdot Э_{тэц} + Ц_{тэ}^н \cdot (Q_{тх} + Q_{тф})) / K_{тэц}, \text{ у.е.},$$

где $Ц_{ээ}^н$, $Ц_{тэ}^н$ - неизменные цены на электроэнергию и теплоту, у.е./кВт·ч, у.е./Гкал

Показатель фондовооруженности ТЭЦ

$$K_{фв} = K_{тэц} / N_{тэц} \cdot k_{шт}, \text{ у.е./чел.}$$

3.2. Раздельная схема

Технико-экономические показатели КЭС

Полный расход тепла на производство электроэнергии турбогенератором

$$Q_3 = Q_{тг} \cdot (1 \pm \Delta П / 100), \text{ Гкал,}$$

где $\Delta П$ - показатель, учитывающий отопление параметров от номинальных, принимается в пределах 1 ... 1,5%.

Удельный расход тепла на турбоагрегат

$$q_t = Q_3 / (Э_i + Э_{птн}), \text{ Гкал / Мвт,}$$

где $Э_{птн}$ - приведенное производство электроэнергии на привод питательного турбонасоса.

КПД турбоустановки $\eta_t = 3600 / q_t$, %

КПД КЭС по отпуску электроэнергии $\eta_{тэ} = 0,123 / \epsilon_{ээ}$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии на КЭС

$$C_{\text{ээ}}^{\text{T}} = V_{\text{ээ}} \cdot \Pi_{\text{гуг}} \cdot 10^{-3}, \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\Pi_{\text{т.у.т}}$ - цена тонны условного топлива на складе КЭС.

$$\Pi_{\text{т.у.т}} = (\Pi_{\text{гнт}} + T_{\text{жд}}) \cdot 29300 / Q_{\text{н}}^{\text{п}}, \text{ у.е./т.у.т.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч на шинах КЭС

$$C_{\text{ээ}} = C_{\text{ээ}}^{\text{T}} + I_{\text{пст}}^{\text{кэс}} / \mathcal{E}_{\text{кэс}}, \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч}$$

Удельные приведенные затраты в КЭС на производство электроэнергии

$$Z_{\text{ээ}} = (E_{\text{н}} \cdot K_{\text{кэс}} + I_{\text{пст}}^{\text{кэс}} + I_{\text{пр}}^{\text{кэс}}) / \mathcal{E}_{\text{кэс}}, \text{ у.е./МВт}\cdot\text{ч.}$$

Показатель фондоотдачи КЭС

$$K_{\text{фо}} = \Pi_{\text{ээ}}^{\text{н}} \cdot \mathcal{E}_{\text{кэс}} / K_{\text{кэс}}, \text{ у.е./у.е.}$$

Показатель фондовооруженности КЭС

$$K_{\text{фв}} = K_{\text{кэс}} / N_{\text{кэс}} \cdot k_{\text{шт}}, \text{ у.е./у.е.}$$

Технико-экономические показатели котельной

Удельные капиталовложения в котельную

$$k = K_{\text{кот}} / (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}), \text{ у.е./Гкал.}$$

Удельный расход топлива на производство теплоты

$$b_{\text{тэ}} = V_{\text{кот}} / (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}), \text{ кг у.т. / Гкал.}$$

КПД котельной по отпуску теплоты

$$\eta_{\text{э}} = 34,16 / b_{\text{тэ}} \cdot 100\%, \%$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах котельной

$$C_{\text{э}3}^T = b_{\text{т}3} \cdot \Pi_{\text{тут}} 10^{-3}, \text{ у.е./Гкал},$$

где $\Pi_{\text{т.у.т}}$ - цена тонны условного топлива на складе котельной

$$\Pi_{\text{тут}} = (\Pi_{\text{тнт}} + T_{\text{жд}}) \cdot 29300 / Q_{\text{н}}^p.$$

Себестоимость 1 Гкал тепла, отпущенного от коллекторов котельной

$$C_{\text{т}3} = C_{\text{т}3}^T + I_{\text{пст}}^{\text{кот}} / (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}), \text{ у.е./Гкал}.$$

Удельные приведенные затраты в котельную на производство теплоты

$$З_{\text{т}3} = (E_{\text{н}} \cdot K_{\text{кот}} + I_{\text{пст}}^{\text{кот}} + B_{\text{кот}} \cdot \Pi_{\text{тут}}) / (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}), \text{ у.е./Гкал}$$

Показатель фондоотдачи котельной

$$K_{\text{фо}} = \Pi_{\text{т}3}^{\text{н}} \cdot (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}) / K_{\text{кот}}, \text{ у.е./у.е.}$$

Показатель фондовооруженности котельной

$$K_{\text{фв}} = K_{\text{кот}} / k_{\text{шт}} \cdot Q_{\text{кот}}, \text{ у.е./чел.}$$

4. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ

Коэффициент экстенсивного использования основных фондов электростанции рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{э}} = \frac{\sum_{j=1}^n N_j T_{pj}}{\sum_{j=1}^n N_j T_{kj}} = \frac{\sum T_p}{\sum T_k},$$

где T_{pj} - время работы j -го агрегата;

T_{kj} - календарное время нахождения j -го агрегата в составе электростанции.

Время работы T_{pj} определяется для каждого агрегата с учетом времени его нахождения в плановых ремонтах. Для расчета можно принять, что каждый турбоагрегат станции в течение года проходит два текущих ремонта, а каждый третий агрегат - капитальный ремонт, тогда

Если $T_{pi} = 8760 - (T_{kpi} + 2 \cdot T_{mpi})$, то проводится капитальный ремонт; если $T_{pi} = 8760 - 2 \cdot T_{mpi}$, - капитальный ремонт не проводится.

Коэффициент интенсивного использования основных фондов электростанции

$$k_u = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{омн}}}{\sum_{j=1}^n N_j T_{pj} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н.}}}{100}\right)} = \frac{h_y}{T_p},$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{с.н.}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды электростанции, %.

Коэффициент полного использования определяется по формуле

$$k_n = k_u k_{\mathcal{E}}$$

Коэффициент фондовооруженности электростанции рассчитывается следующим образом:

$$k_{\text{фв}} = \frac{K}{k_{\text{ум}} N} = \frac{K}{Z}, \text{ у.е.}$$

где $k_{\text{ум}}$ - штатный коэффициент электростанции; Z - численность промышленно-производственного персонала, чел.

Для энергосистемы коэффициенты экстенсивного, интенсивного и полного использования основных фондов находятся как их средневзвешенная сумма по электростанциям:

$$k_{\varepsilon} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\varepsilon i} \mathcal{E}_{\text{год } i}^{\text{omn}}}{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{год } i}^{\text{omn}}},$$

$$k_u = \frac{\sum_{i=1}^n k_{u i} \mathcal{E}_{\text{год } i}^{\text{omn}}}{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{год } i}^{\text{omn}}},$$

$$k_n = \frac{\sum_{i=1}^n k_{n i} \mathcal{E}_{\text{год } i}^{\text{omn}}}{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{год } i}^{\text{omn}}}$$

5. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Объем валового дохода от реализации энергии в энергосистеме приближенно определяется из выражения:

$$D = \tau_{\varepsilon\varepsilon} \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{год } i}^{\text{omn}} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{н.с.}}}{100} \right) + \tau_{m\varepsilon} Q_{\text{год}} \eta_{\text{м.с.}}, \text{ у.е.}$$

где $\eta_{\text{м.с.}}$ - к.п.д. тепловых сетей, принимаемый равным 0,88...0,92;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{н.с.}}$ - потери в сетях, принимаемые равными 8-11%.

Средний расчетный тариф на электроэнергию приблизительно равен:

$$\tau_{ээ} = (1,25 \dots 1,35) C_{ээ}, \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч}$$

где (1,25...1,35) - коэффициент, учитывающий рентабельность и прочие платежи энергосистемы, связанные с производством и реализацией электроэнергии.

Средний расчетный тариф на теплоту:

$$\tau_{мэ} = (1,4 \dots 1,5) C_{мэ}, \text{ у.е./Гкал},$$

где (1,4...1,5) - коэффициент, учитывающий рентабельность и прочие платежи, связанные с производством и реализацией теплоты.

Прибыль энергосистемы

$$\Pi = D - \left(\sum_{i=1}^n (I_{m_i} + I_{пост\ i} + I_{m_i}^{мэ} + I_{пост\ i}^{мэ}) + I_{эл.ст.} + I_{об.} \right), \text{ у.е.}$$

Фондоотдача

$$k_{фo} = \frac{D}{\sum_{i=1}^n K_i + K_{эл.с.}}, \text{ у.е./у.е.}$$

Рентабельность

$$k_{рент} = \frac{\Pi}{\sum_{i=1}^n K_i + K_{эл.с.}},$$

где $K_{эл.с.}$ - капиталовложения в электрические сети, у.е.;

K_i - капиталовложения в i -ю электростанцию, у.е.

6. ПОКАЗАТЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРОТНЫХ ФОНДОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Для расчета величины нормируемых оборотных фондов по электростанциям примем средний запас топлива на них в объеме 15-ти суточного расхода. Остальные нормируемые оборотные фонды как по электростанциям, так и по электрическим сетям примем в размере 2% от стоимости основных фондов:

$$\Phi_{об}^{норм} = \frac{15}{365} \left(\sum_{i=1}^n B_{год} Ц_{м.у.м.} \right) + 0,02 \left(\sum_{i=1}^n K_i + K_{эл.с.} \right), \text{ у.е.}$$

Число оборотов оборотных фондов в году

$$n = \frac{D}{\Phi_{об}^{норм}},$$

где D - объем от реализации энергии в энергосистеме.

Длительность оборота оборотных фондов:

$$t_{об} = \frac{365}{n}, \text{ дней}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ

Сводная таблица технико-экономических показателей курсовой работы

| № п.п | Наименование показателей | Обозначение | Размерность | Комбинированная схема | | | Раздельная схема | | |
|-------|--|---------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------|---------|------------------|-----------------|---------|
| | | | | общий показатель | электро-энергия | теплота | общий показатель | электро-энергия | теплота |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Установленная мощность | N, Q | мВт, Гкал | | | | | | |
| 2 | Число часов использования установленной мощности | h | ч/год | | | | | | |
| 3 | Годовой отпуск энергии | Э, Q _{год} | Мвт.ч., Гкал | | | | | | |
| 4 | Удельный расход тепла на 1 кВт.ч | q э | Гкал/МВт.ч. | | | | | | |
| 5 | Удельный расход топлива на производство энергии | bээ/ бтэ | кг у.т./кВт.ч/ кг у.т./Гкал | | | | | | |
| 6 | КПД по производству энергии | ηээ, η тэ | % | | | | | | |
| 7 | Полные капиталовложения | К | млн. у.е.. | | | | | | |
| 8 | Условно - постоянные издержки | Ипст | млн. у.е./год | | | | | | |
| 9 | Годовой расход топлива | Б | т.у.т/год | | | | | | |
| 10 | Замыкающие затраты на топливо | Зт | у.е./т.у.т | | | | | | |
| 11 | Переменные издержки | Ипр | у.е./год | | | | | | |
| 12 | Приведенные затраты | Зпр | млн.у.е./т.у.т | | | | | | |
| 13 | Удельные приведенные затрат | Зээ Зтэ | у.е./кВт у.е./Гкал | | | | | | |
| 14 | Цена тонны условного топлива | Цтут | у.е./т.у.т | | | | | | |

Окончание табл. 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----|--|------------------|------------------------|---|---|---|---|---|----|
| 15 | Топливная составляющая себестоимости | Сээ Стэ | цент/кВт.ч у.е./ГДж | | | | | | |
| 16 | Себестоимость энергии | Сээ Стэ | цент/кВт.ч у.е./ГДж | | | | | | |
| 17 | Показатель фондоотдачи | Кфо | у.е./у.е. | | | | | | |
| 18 | Показатель фондовооружения | Кфв | у.е./чел. | | | | | | |
| 19 | Штатный коэффициент | кшт | Чел./МВт, чел./ГДж | | | | | | |
| 20 | Норма амортизации | Рам | % | | | | | | |
| 21 | Удельные капиталовложения | к | у.е./кВт у.е./Гкал | | | | | | |
| 22 | Коэффициент эффективности использования установленной мощности | Кэф. | % | | | | | | |
| 23 | Число оборотных фондов | п | шт | | | | | | |
| 24 | Коэффициент рентабельности | К _{рен} | % | | | | | | |

Т а б л и ц а 2

Затраты на ТЭЦ, отнесенные на 1 блок, млн. у.е.

| Состав блока | Вид топлива | Затраты на 1 блок | |
|-------------------------|--------------------|-------------------|-------------|
| | | головной | последующий |
| Т-250/300-240+1000 т/ч | твердое/газ, мазут | | |
| Т-180/210-130+670 т/ч | твердое/газ, мазут | | |
| Т-175/210-130+2х+20 т/ч | твердое/газ, мазут | | |

Т а б л и ц а 3

Затраты на ТЭЦ, отнесенные на 1 турбоагрегат, млн. у.е.

| Тип и мощность турбоагрегата | Затраты на 1 турбоагрегат | |
|------------------------------|---------------------------|-------------|
| | головной | последующий |
| ПТ-50/60-130/7-2 | | |
| ПТ-80/100-130 | | |
| ПТ-135/165-130 | | |
| ТП-115/125-130 | | |
| Р-50-130 | — | |
| Р-100-130 | — | |
| Т-60/65-130-2 | | |
| Т-110/120-130 | | |
| Т-175/210-130 | | |

Т а б л и ц а 4

Затраты на ТЭЦ, отнесенные на 1 энергетический и 1 водогрейный котел, млн. у.е.

| Производительность котла | Вид топлива | Затраты на 1 блок | |
|--------------------------|--------------------|-------------------|-------------|
| | | головной | последующий |
| 420 т/ч | твердое/газ, мазут | | |
| 500 т/ч | твердое/газ, мазут | | |
| 419 ГДЖ/ч (100 Гкал/ч) | твердое/газ, мазут | - | |
| 750 ГДЖ/ч (180 Гкал/ч) | | - | |

Т а б л и ц а 5

Затраты на КЭС, отнесенные на 1 блок, млн. у.е.

| Состав блока | Вид топлива | Затраты на 1 блок | |
|--------------------|---------------------------------|-------------------|-------------|
| | | головной | последующий |
| К-160-130 | твердое/газ, мазут | | |
| К-200-130+760 т/ч | твердое/газ, мазут | | |
| К-300-240+1000 т/ч | твердое/газ, мазут | | |
| К-500-240+1650 т/ч | Экибастузский каменный уголь | | |
| К-800-240+2650 т/ч | Канско-ачинский бурый уголь | | |

Т а б л и ц а 6

Средние нормы амортизации ТЭЦ, %

| Мощность ТЭЦ, МВт | Вид топлива | | |
|-------------------|---------------|-------|------------|
| | высокозольные | уголь | газ, мазут |
| 50 | 5,2 | 4,9 | 4,7 |
| 75 | 5,3 | 5,0 | 4,8 |
| 100 | 5,4 | 5,1 | 4,9 |
| 125 | 5,5 | 5,2 | 5,0 |
| 150 | 5,6 | 5,3 | 5,1 |
| 200 | 5,7 | 5,4 | 5,2 |
| 250 | 5,7 | 5,4 | 5,3 |
| 800 | 5,8 | 5,5 | 5,3 |
| 900 | 5,8 | 5,5 | 5,3 |
| 1000 | 5,9 | 5,6 | 5,4 |

Т а б л и ц а 7

Средние нормы амортизации КЭС, %

| Мощность КЭС, МВт | Вид топлива | | |
|-------------------|--------------|-------|------------|
| | многозольные | уголь | газ, мазут |
| 1200 | 5,5 | 5,3 | 4,1 |
| 1600 | 5,6 | 5,3 | 4,2 |
| 1800 | 5,7 | 5,4 | 4,3 |
| 2000 | 5,8 | 5,5 | 4,4 |
| 2400 | 5,9 | 5,6 | 4,5 |
| 3000 | 6,0 | 5,7 | 4,6 |
| 3600 | 6,1 | 5,8 | 4,7 |

Т а б л и ц а 8

Штатные коэффициенты ТЭЦ по эксплуатационному персоналу,
чел./МВт

| Мощность ТЭЦ, МВт | Кол-во турбоагрегатов | Вид топлива | |
|-------------------|-----------------------|-------------|------------|
| | | твердое | газ, мазут |
| 100 | 2 | 3,2 | 2,3 |
| 150 | 3 | 2,5 | 1,9 |
| 200 | 4 | 2,0 | 1,3 |
| 200 | 2 | 1,9 | 1,2 |
| 300 | 3 | 1,3 | 0,8 |
| 300 | 6 | 1,5 | 1,0 |
| 400 | 4 | 1,1 | 0,7 |
| 400 | 6 | 1,2 | 0,8 |
| 500 | 6 | 0,8 | 0,6 |
| 700 | 4 | 0,7 | 0,5 |
| 1000 | 4 | 0,6 | 0,4 |

Т а б л и ц а 9

Штатные коэффициенты КЭС по эксплуатационному персоналу,
чел./МВт

| Мощность КЭС, МВт | Кол-во блоков | Вид топлива | |
|-------------------|---------------|-------------|------------|
| | | твердое | газ, мазут |
| 600 | 4 | 0,93 | 0,7 |
| 900 | 6 | 0,73 | 0,56 |
| 800 | 4 | 0,7 | 0,52 |
| 900 | 3 | 0,59 | 0,45 |
| 1200 | 6 | 0,55 | 0,42 |
| 1200 | 4 | 0,48 | 0,37 |
| 1800 | 6 | 0,38 | 0,29 |
| 2400 | 8 | 0,33 | 0,25 |
| 3000 | 6 | 0,23 | 0,18 |
| 4000 | 8 | 0,22 | 0,16 |
| 4000 | 5 | 0,20 | 0,15 |

Т а б л и ц а 10

Расход электроэнергии на собственные нужды КЭС, %

| Тип турбоагрегата | Вид топлива | | | |
|-------------------|-------------|----------------|-------------|------------|
| | АШ | каменный уголь | бурый уголь | газ, мазут |
| К-160-130 | 7,9 | 7,1 | 7,2 | 5,7 |
| К-200-130 | 7,5 | 6,8 | 6,9 | 5,5 |
| К-300-240 | 4,9 | 4,2 | 4,3 | 3,0 |
| К-500-240 | 4,5 | 4,0 | 4,2 | 2,8 |
| К-800-240 | 4,3 | 3,9 | 4,1 | 2,7 |

Т а б л и ц а 11

Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, %

| Начальные параметры пара | Расход электроэнергии на собственные нужды | | |
|--------------------------|--|--------------|-------------|
| | турбина типа "Р" | турбина "ПТ" | турбина "Т" |
| 90/485 | 12 | 9.5 | 8.5 |
| 130/565 | 11 | 9.0 | 8.0 |
| 240/565 | — | — | 6.0 |

Т а б л и ц а 12

Энергетические характеристики теплофикационных турбин, (МВт/МВт)

| Тип турбины | Расход теплоты на холостой ход | Относит. прирост для конден- сацион. потока | Уменьшение. отн. прироста на теплофикац. потоке | Уд. выработка эл. энергии на технологич. потоке | Уд. выра- ботка эл. энергии на теплоф. отборе | Поте- ри в отбо- рах | Номинальн. величина технологич. отбора. | Номинальн. величина теплофи- кац. отбора. |
|-------------------|--|---|---|--|---|-------------------------------|--|---|
| | $a_{хх}$ | r_k | Δr | $W_{мхо}$ | $W_{мфо}$ | c | $Q_{мхо}$ | $Q_{мфо}$ |
| ПТ-50/60-130/13 | 16,3 | 2,33 | 1,315 | 0,305 | 0,528 | 9,9 | 77 | 47 |
| ПТ-80/100-130/13 | 16,8 | 1,98 | 0,97 | 0,3 | 0,54 | 11,6 | 116 | 70 |
| ПТ-135/165-130/15 | 21,0 | 1,95 | 0,94 | 0,283 | 0,54 | 21,9 | 221 | 128 |
| T-50/60-130-2 | 11,7 | 2,39 | 1,01 | - | 0,61 | 6,8 | - | 110,5 |
| T-250/300-240 | 39,6 | 1,98 | 1,32 | - | 0,63 | 40,7 | - | 384 |
| T-100/110-130 | 20,7 | 2,33 | 1,315 | - | 0,6 | 34,9 | - | 204 |
| T-175/210-130 | 29,89 | 2,316 | 1,3 | - | 0,6 | 24,4 | - | 314 |
| P-50-130/13 | 1,164 | - | $r_T=1,016$ | 0,3 | - | 48,3 | 279 | - |
| P-100-130/15 | 6,4 | - | $r_T=1,016$ | 0,31 | - | 98,9 | 560 | - |
| P-25-90/8 | 0,845 | - | $r_T=1,016$ | 0,275 | - | 13,0 | 132 | - |
| T25-90 | 7,8 | 2,61 | $\Delta r_T=1,021$ | - | 0,47 | 4,0 | - | 67,6 |

Таблица 13

Энергетические характеристики конденсационных турбин, (МВт/МВт)

| Тип турбины | Номинальная мощность | Расход теплоты на холостой ход | Отн. прирост при экономич. нагрузке | Отн. прирост при нагрузке > экон. | Экономическая мощность |
|-------------|----------------------|--------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| | $N_{ном}$ | $A_{хх}$ | $r_{эк}$ | r | $N_{эк}$ |
| К-100-90-6 | 100 | 26,0 | 2,25 | 2,46 | 74 |
| К-160-130 | 160 | 33,2 | 2,24 | 2,39 | 107 |
| К-200-130 | 200 | 34,0 | 2,18 | 2,29 | 188 |
| К-300-240 | 300 | 47,3 | 2,17 | 2,21 | 280 |
| К-300-240-2 | 310 | 59,1 | 1,99 | 2,17 | 285 |
| К-500-240 | 500 | 67,5 | 2,12 | 2,21 | 450 |
| К-800-240-3 | 800 | 101,2 | 2,11 | 2,19 | 700 |

Таблица 14

Топливные характеристики конденсационных блоков

| Тип блока, вид сжигаемого топлива | Усл. расход топлива на холостой ход, т.у.т. | Удельный прирост топлива в I зоне, Т/МВт·ч | Удельный прирост топлива во II зоне, Т/МВт·ч | Точка излома хар-ки (экон. мощность), МВт | Мощность технического минимума блока, МВт | Расход топлива на пуск после простоя в 48 ч, т.у.т. | Расход топлива на пуск из хол. состояния, т.у.т. |
|-----------------------------------|---|--|--|---|---|---|--|
| | a_i | $r_{эк}$ | r | $N_{эк}$ | N_{min} | B_{pi} | $B_{п}$ |
| К-160-130, уголь | 5,91 | 0,293 | 0,338 | 130 | 85 | 27 | 45 |
| К-160-130, газ, мазут | 5,73 | 0,287 | 0,328 | 130 | 60 | 27 | 45 |
| К-200-130, уголь | 7,3 | 0,288 | 0,327 | 150 | 110 | 36 | 60 |
| К-200-130, газ, мазут | 7,0 | 0,279 | 0,318 | 150 | 80 | 36 | 60 |
| К-300-240, уголь | 10,4 | 0,286 | 0,309 | 250 | 210 | 60 | 95 |
| К-300-240, газ, мазут | 10,2 | 0,278 | 0,300 | 250 | 140 | 60 | 95 |
| К-500-240, уголь | 15,2 | 0,284 | 0,307 | 400 | 290 | 95 | 150 |
| К-800-240, уголь | 25,2 | 0,283 | 0,305 | 640 | 520 | 150 | 240 |
| К-800-240, газ, мазут | 24,5 | 0,276 | 0,298 | 640 | 360 | 150 | 240 |

Технические характеристики теплофикационных турбин
(ориентировочные данные)

| Тип турбины | Величины отборов, Гкал/ч | | Мах расход пара на турбину, т/ч | Удел. выработка эл. энергии на тепловом потреблении, кВт ч/Гкал | | Удельные расходы тепла, ккал/кВт ч | |
|-------------------|-----------------------------|--------------------|---------------------------------------|---|------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| | производ- ственного | отопи- тельного | | произв. отбор | отопит. отбор | теплофикац. выработка | конденсац. выработка |
| ПТ-60-130-13 | 140/250 | 52/83 | 370 | 295 | 530 | 930 | 2250 |
| ПТ-50-130/7 | 118/160 | 45/63 | 300 | 350 | 540 | 930 | 2240 |
| ПТ-80/100/130/15 | 185/300 | 70/100 | 470 | 295 | 540 | 930 | 2240 |
| ПТ-135/165/130/15 | 320/390 | 110/140 | 760 | 280 | 540 | 910 | 2220 |
| Т-60/65-130 | - | 94/180 | 268 | - | 540 | 930 | 2200 |
| Т-100-130 | - | 160/310 | 460 | - | 540 | 930 | 2200 |
| Т-175/210-130 | - | 270 | 760 | - | 550 | 910 | 2100 |
| Т-180/215-130 | - | 280 | 845 | - | 637 | 910 | 2060 |
| Т-260/300-240 | - | 330 | 930 | - | 685 | 910 | 1910 |
| Р-50-130/13 | 310 | - | 370 | 295 | - | 910 | - |
| Р-100-130/15 | 640 | - | 760 | 280 | - | 910 | - |
| Р-25-90/8 | 102 | - | 255 | 282 | - | 910 | - |
| Т-25-90 | - | 52 | 130 | - | 52 | 930 | 2250 |

Т а б л и ц а 16

Ориентировочные значения коэффициента теплофикации для
отопительных отборов турбин

| Тип турбин | Значения |
|-------------------|-------------|
| T-250-240 | 0,6...0,7 |
| T-100-130 | 0,52...0,6 |
| T-50-130 | 0,48...0,56 |
| T-25-90 | 0,46...0,54 |
| ПТ-135/165\130/15 | 0,5...0,58 |
| ПТ-60-130/13 | 0,46...0,52 |
| ПТ-50-130/7 | 0,48...0,56 |

Т а б л и ц а 17

Зависимость между часовыми и годовыми коэффициентами
теплофикации

| Технологическая нагрузка | | Горячее водоснабжение | |
|--------------------------|---------|-----------------------|---------|
| часовой | годовой | часовой | годовой |
| 0,8 | 0,9 | 0,45 | 0,83 |
| 0,82 | 0,91 | 0,5 | 0,85 |
| 0,84 | 0,92 | 0,55 | 0,87 |
| 0,86 | 0,93 | 0,6 | 0,89 |
| 0,88 | 0,94 | 0,65 | 0,91 |
| 0,9 | 0,95 | 0,7 | 0,92 |

Капиталовложения в водогрейные котлы районных котельных (тыс. у.е.)

| Тип котлоагрегата | Производительность, Гкал/ч | Кузнецкий уголь | | Канско-ачинский уголь | | Экибастузский уголь | | Газомазутное топливо | | Мазут | | Газ | |
|-------------------|----------------------------|-----------------|-------|-----------------------|-------|---------------------|-------|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | I | II | I | II | I | II | I | II | I | II | I | II |
| КВТС-10 | 10 | 75,8 | 19,6 | 77,5 | 20,0 | 90,0 | 19,8 | 66,1 | 15,2 | 60,5 | 15,2 | 53,4 | 15,2 |
| КВТС-20 | 20 | 91,6 | 26,4 | 93,4 | 27,8 | 100,8 | 26,5 | 87,4 | 22,9 | 81,0 | 22,9 | 64,7 | 22,9 |
| КВТС-30 | 30 | 180,0 | 51,9 | 180,3 | 52,1 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| КВТК-30 | 30 | 219,6 | 55,0 | 224,5 | 58,0 | 264,4 | 55,6 | 195,4 | 33,0 | 186,3 | 33,0 | 119,3 | 33,0 |
| КВТК-50 | 50 | 367,2 | 80,0 | 358,8 | 80,3 | 448,3 | 81,0 | 241,7 | 46,5 | 232,0 | 46,5 | 164,1 | 46,5 |
| КЗТК-100 | 100 | 561,5 | 137,9 | 655,3 | 146,0 | 695,4 | 142,0 | 338,1 | 91,9 | 327,3 | 91,9 | 204,4 | 91,5 |
| КЗТК-180, | 180 | 937,5 | 190,0 | 1005,3 | 191,5 | 1123,0 | 190,0 | 615,4 | 127,0 | 579,5 | 127,0 | 406,1 | 126,5 |

Примечание: I - первый котлоагрегат
 II - последующий котлоагрегат

Т а б л и ц а 19

Капиталовложения в паровые котельные агрегаты районных котельных (тыс.у.е.)

| Тип котлоагрегата | Производительность | Кузнецкий уголь | | Канско-ачинский уголь | | Экибастузский уголь | | Газомазутное топливо | | Мазут | | Газ | |
|-------------------|--------------------|-----------------|-------|-----------------------|-------|---------------------|-------|----------------------|------|-------|------|-------|------|
| | | I | II | I | II | I | II | I | II | I | II | I | II |
| Е-10-14 | 10 | 65,8 | 19,6 | 65,8 | 19,6 | 65,9 | 19,6 | 653, | 17,0 | 61,2 | 16,9 | 51,3 | 16,4 |
| Е-25-14 | 25 | 92,8 | 17,0 | 101,7 | 17,0 | 104,2 | 17,0 | - | - | - | - | - | - |
| Е-35-14 | 35 | - | - | - | - | - | - | 129,9 | 40,0 | 121,0 | 40,0 | 104,1 | 40,0 |
| Е-35-24 | 35 | - | - | - | - | - | - | 132,8 | 40,6 | 123,9 | 40,6 | 106,2 | 40,6 |
| Е-35-40 | 35 | - | - | - | - | - | - | 139,0 | 40,6 | 130,1 | 40,6 | 112,4 | 40,6 |
| Е-50-14 | 50 | 203,4 | 52,0 | 232,2 | 52,8 | 311,9 | 520 | 201,8 | 48,0 | 192,2 | 48,0 | 134,0 | 48,0 |
| Е-50-24 | 50 | - | - | - | - | - | - | 242,8 | 48,7 | 231,6 | 48,7 | 174,4 | 48,7 |
| Е-50-40 | 50 | 243,8 | 52,8 | 272,6 | 53,6 | 344,4 | 528 | 245,2 | 48,7 | 234,2 | 48,7 | 176,7 | 48,7 |
| Е-75-14 | 75 | - | - | - | - | - | - | 268,7 | 60,0 | 256,3 | 60,0 | 191,1 | 60,0 |
| Е-75-40 | 75 | - | - | - | - | - | - | 310,8 | 60,9 | 298,9 | 60,9 | 232,7 | 60,9 |
| Е-75-40 | 75 | 300,1 | 85,0 | 302,2 | 87,5 | 395,0 | 85,0 | 315,8 | 60,9 | 303,9 | 60,9 | 237,6 | 60,9 |
| Е-100-24 | 100 | 343,7 | 97,0 | 421,0 | 99,0 | 550,5 | 98,0 | 322,8 | 70,0 | 310,4 | 70,0 | 229,4 | 70,0 |
| Е-160-24 | 160 | 474,8 | 140,4 | 542,8 | 143,4 | 655,2 | 140,4 | 314,7 | 95,0 | 302,5 | 90,0 | 202,2 | 95,0 |

Примечание: I -первый котлоагрегат

II - последующий котлоагрегат

Т а б л и ц а 20.

Исходные данные для выполнения курсовой работы

| Номер варианта | Состав оборудования ТЭЦ | Часовые тепловые нагрузки ТЭЦ, Мвт | | | |
|----------------|---|--|--|---|--|
| | | теплофикационная нагрузка $Q_{\text{тхо}}$, час | число часов использования теплофикационной нагрузки $h_{\text{тфо}}$, час | технологическая нагрузка $Q_{\text{тфо}}$, час | число часов использования теплофикационной нагрузки $h_{\text{тхо}}$, час |
| 1 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | 4 x ПТ-135-130 5 x Т-175-130 | 2082 | 6000...7000 | 884 | 3500...4200 |
| 2 | 4 x ПТ-60-130 3 x Т-110-130 | 790 | - | 308 | - |
| 3 | 3 x ПТ-135-130 2 x ПТ-80-130 2 x Т-110-130 | 895 | - | 932 | - |
| 4 | 2 x P-50-130 2 x ПТ-60-130 1 x Т-110-130 | 298 | - | 712 | - |
| 5 | 2 x ПТ-60-130 2 - Т-60-130 2 - Т-25-90 2 - P-25-90 | 420 | - | 450 | - |
| 6 | 2 x Т-175-130 2 x Т-250-240 | - | - | 1396 | - |
| 7 | 4 x Т-250-240 3 x ПТ-135-130 | 663 | - | 1920 | - |
| 8 | 2 x P-25-90 2 x Т-25-90 | 264 | - | 136 | - |
| 9 | 3 x P-100-130 2 - Т-250-240 2 - 175-130 | 1680 | - | 1396 | - |

| 1 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|--|------|---|------|---|
| 10 | 2 x ПТ-80-130 4 x Т-110-130 | 232 | - | 956 | - |
| 11 | 5 x Т-250-240 | - | - | 1920 | - |
| 12 | 4 x ПТ-135-130 | 884 | - | 512 | - |
| 13 | 2 x P-50-130 2 x T-60-130 2 x T-110-130 | 558 | - | 629 | - |
| 14 | 2 x T-250-240 2 x ПТ-135-130 1 x T-110-130 | 442 | - | 1228 | - |
| 15 | 3 x ПТ-60-130 2 x T-250-240 | 231 | - | 909 | - |
| 16 | 2 x P-50-130 5 x T-25-90 | 1218 | - | - | - |
| 17 | 2 x ПТ-135-130 1 x P-50-130 | 721 | - | 256 | - |
| 18 | 3 x ПТ-135-130 | 663 | - | 384 | - |
| 19 | 1 x ПТ-60-130 2 – T-110-130 | 77 | - | 455 | - |
| 20 | 4 x T-250-240 | - | - | 1536 | - |
| 21 | 3 x T-175-130 | - | - | 942 | - |
| 22 | 2 x ПТ-135-130 3 x T-110-130 | 442 | - | 868 | - |
| 23 | 2 x T-110-130 1 x T-250-240 1 x ПТ-80-130 | 116 | - | 862 | - |
| 24 | 2 x T-110-130 4 x ПТ-80-130 | 464 | - | 478 | - |
| 25 | 4 x P-100-130 4 x T-250-240 | 2240 | - | 1536 | - |
| 26 | 3 x P-50-130 5 x ПТ-135-130 | 1942 | - | 640 | - |
| 27 | 4 x T-25-90 3 x P-25-90 | 396 | - | 273 | - |
| 28 | 4 x ПТ-60-130 1 x T-175-130 | 308 | - | 502 | - |
| 29 | 2 x ПТ-60-130 3 x T-110-130 1 x T-175-130 | 154 | - | 1020 | - |
| 30 | 5 x T-110-130 | - | - | 1020 | - |

Расход энергии для нужд бытового теплопотребления

| Жилые дома | | |
|------------|---|--|
| а) | квартиры с ваннами при наличии аккумулирующих баков без аккумулялирующих баков | 0,75-0,8 Гкал/чел.год 440-460 Ккал/ч.чел. 750-800 Ккал/ч.чел. |
| б) | квартиры без ванн при наличии аккумулялирующих баков без аккумулялирующих баков | 0,250 Гкал/чел.год 45-60 Ккал/ч.чел. 90-100 кКал/ч.чел. |
| в) | Коммунальные предприятия бани, прачечные предприятия общественно- го питания. | 0,5-1,0 Гкал/чел.год. |

Учебное издание

ОРГАНИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЕМ

методические указания к курсовой работе
для студентов специальности 1-43 01 04
«Тепловые электрические станции»

Составители:
НАГОРНОВ Виктор Николаевич
СПАГАР Игорь Николаевич

Редактор А.М. Кондратович. Корректор М.П. Антонова
Компьютерная верстка А.А. Бутько

Подписано в печать .2004.

Формат 60x84 1/16. Бумага типографская № 2.

Печать офсетная. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 3,1. Уч.-изд. л. 2,3. Тираж 100. Заказ 449.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

Лицензия № 02330/0056957 от 01.04.2004.

220013, Минск, проспект Ф.Скорины, 65.