

Министерство образования Республики Беларусь
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

В.Н. Нагорнов
И.А. Бокун

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Методическое пособие
по выполнению курсовой работы
для студентов специальностей
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»,
1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»

Минск
БНТУ
2011

УДК 620.9:658:378.147.091.313(075.8)

ББК 31к94я7

Н 16

Рецензенты:

Н.Б. Карницкий, Т.Ф. Манцерава

Нагорнов, В.Н.

Н 16

Организация производства и управление предприятием: методическое пособие по выполнению курсовой работы для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» / В.Н. Нагорнов, И.А. Бокун. – Минск: БНТУ, 2011. – 68 с.

ISBN 978-985-525-463-9.

На примере технико-экономического сравнения комбинированной и раздельной схем дается методика выбора оптимального варианта энергоснабжения района. Методическое пособие предназначено для закрепления и углубления теоретических знаний по дисциплинам «Экономика энергетики» и «Организация и планирование энергетики» и получения студентами практических навыков при проведении технико-экономических расчетов.

УДК 620.9:658:378.147.091.313(075.8)

ББК 31к94я7

ISBN 978-985-525-463-9

© Нагорнов В.Н.,
Бокун И.А., 2011
© БНТУ, 2011

1. ВЫБОР СХЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА

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

В комбинированной схеме (теплофикация) тепло рабочего тела используется сначала для выработки электроэнергии, а затем обработанное 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 $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ на ТЭЦ значительно меньше, чем на КЭС.

Для развития теплофикации требуются значительные капиталовложения, как правило, больше, чем при раздельной 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 высоко эффективные методы очистки дымовых газов, строительство высоких дымовых труб. Абсолютное же количество выбросов при вводе ТЭЦ возрастает за счет дополнительного сжигания 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 раздельной 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

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

где E_n – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, равный 0,12–0,15.

Капиталовложения в комбинированную схему:

$$K_k = K_{\text{тэц}} + K_{\text{тс}}^k + K_{\text{лэп}}^k, \text{ у.е. /год,}$$

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:

$$I_k = I_{\text{тэц}} + I_{\text{тс}}^k + I_{\text{лэп}}^k, \text{ у.е. /год,}$$

где $I_{\text{тэц}}$, $I_{\text{тс}}^k$, $I_{\text{лэп}}^k$ – годовые эксплуатационные издержки соответственно на ТЭЦ, тепловых и электрических сетях, у.е.

В случае раздельной схемы приведенные затраты определяются по выражению

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

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

$$I_p = I_{\text{кэс}} + I_{\text{кот}} + I_{\text{тс}}^p + I_{\text{лэп}}^p, \text{ у.е. /год,}$$

где $K_{\text{кэс}}$, $K_{\text{кот}}$, $K_{\text{тс}}^p$, $K_{\text{лэп}}^p$ – капиталовложения соответственно 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 соответственно тепловых и электрических сетей, км.

Условие энергетической сопоставимости вариантов комбинированной и раздельной схем соблюдается в уравнении их мощности и полезного отпуска тепловой и электрической энергии.

1.1. Комбинированная схема энергоснабжения

1.1.1. 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. Турбоагрегаты 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 рассматривать 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 пиковых водогрейных котлов.
5. Резервные турбоагрегаты на ТЭЦ не устанавливаются.
6. Резервные котлы на блочных ТЭЦ не устанавливаются.

1.1.2. 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 соответственно на отопление и 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 соответственно на отопление и 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, ч.

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 возрастает стоимость оборудования ТЭЦ, т. к. энергетические котлоагрегаты значительно дороже водогрейных, кроме того, ухудшается загрузка ТЭЦ в течение года, что ведет к увеличению годовых эксплуатационных издержек.

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

Часовой отпуск теплоты из отборов турбин ТЭЦ

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

Годовой отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов

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

1.1.3. Расчет технологической нагрузки ТЭЦ

Тепловая технологическая нагрузка определяется составом и количеством промышленных предприятий, снабжаемых 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, можно определить годовой и максимальный часовой расход теплоты. Расчет удобно производить в виде таблицы (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Расчет годового и максимального часового расхода теплоты

№ п/п	Наименование производства	Годовой объем произведенной 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	$q_{\text{тх}i}$	$Q_{\text{тх}}$	$h_{\text{тх}i}$	$Q_{\text{тх}i}$

Максимальный часовой отпуск теплоты потребителям

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

Годовой отпуск теплоты на технологические нужды

$$Q_{\text{тхм}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{тх}i}, \text{ Гкал/год;}$$

$$Q_{\text{тх}i} = \Pi_i \cdot q_{\text{тх}i}, \text{ Гкал/год.}$$

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

$$Q_{\text{тх}} = Q_{\text{тхм}} / \eta_{\text{тс}} + Q_{\text{тх}}^{\text{сн}} \cdot h_{\text{сн}}, \text{ Гкал/год,}$$

где $h_{\text{сн}}$ – годовое число часов использования тепловой мощности на собственные нужды, ч.

Часовой отпуск теплоты на технологические нужды из отборов ТЭЦ

$$Q_{\text{тх}0}^{\text{ч}} = Q_{\text{тх}}^{\text{ч}} \cdot \alpha_{\text{тх}}^{\text{ч}}, \text{ Гкал/ч,}$$

где $\alpha_{\text{тх}}$ – коэффициент теплофикации технологической нагрузки.

Годовой отпуск теплоты на технологические нужды от редуционно-охладительной установки (РОУ)

$$Q_{\text{роу}} = (1 - \alpha_{\text{тх}}) \cdot Q_{\text{тх}}, \text{ Гкал/год.}$$

1.1.4. 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

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

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

$K_{\text{КА}i}^{\text{II}}$ и $K_{\text{ТГ}j}^{\text{II}}$ – капиталовложения соответственно в последующие котлоагрегаты и турбоагрегаты, у.е.;

m – число котлоагрегатов;

n – число турбоагрегатов.

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

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

$$K_{\text{эл.с}} = \sum_{i=1}^Z (0,7 \dots 1,0) K, \text{ у.е.},$$

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

Z – количество электростанций.

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

$$K_{п.ст.} = 0,3 K_{эл.с.}, \text{ у.е.},$$

где $K_{п.ст.}$ – 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 от 0,5 до 0,6, а $\alpha_{тф}$ в пределах от 0,85 до 0,9.

Суммарные отборы выбранных турбин должны примерно соответствовать $Q_{тхо}^ч$ и $Q_{тфо}^ч$, т. е.

$$Q_{тхо}^ч \approx \sum_{i=1}^n Q_{тхоi}^{чн}; \quad Q_{тфо}^ч \approx \sum_{i=1}^n Q_{тфоi}^{чн},$$

где $Q_{тхоi}^{чн}$, $Q_{тфоi}^{чн}$ – номинальные часовые технологические и теплофикационные отборы турбин, Гкал;

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

Выбрав турбины, с уточнением коэффициента теплофикации

$$\alpha_{тх} = \sum Q_{тхоi}^{чн} / Q_{тх}^ч,$$

$$\alpha_{тф} = \sum Q_{тфоi}^{чн} / Q_{тф}^ч.$$

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:

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

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

Число и мощность пиковых водогрейных котлов выбирается из соотношения

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

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

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

$Q_{пвк}^{чн}$ – 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 как

$$K_{ТЭЦ} = K_{каi}^1 + K_{таi}^1 + K_{пвki}^1 + \\ + \sum_{i=1}^n K_{каi}^{посл} + \sum_{i=1}^m K_{таi}^{посл} + \sum_{l=1}^l K_{пвki}^{посл}, \text{ у.е.,}$$

где $K_{каi}^1$, $K_{таi}^1$, $K_{пвki}^1$ – капиталовложения в головной котел, турбоагрегат, пиковый водогрейный котел;

$K_{каi}^{посл}$, $K_{таi}^{посл}$, $K_{пвki}^{посл}$ – 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:

$$k = \frac{K_{\text{ТЭЦ}}}{N_{\text{уст}}}$$

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

Постоянные годовые издержки

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

где $P_{\text{ам}}$ – норма амортизационных отчислений для ТЭЦ;

$K_{\text{ТЭЦ}}$ – штатный коэффициент для ТЭЦ, чел./ МВт;

$З_{\text{ср}}$ – среднегодовая заработная плата с начислениями, у.е./ (чел. · год);

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

1,3 – коэффициент, учитывающий общехозяйственные расходы.

Переменные издержки производства определяются стоимостью израсходованного на ТЭЦ топлива:

$$И_{\text{пер}}^{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{ТЭЦ}} \cdot З_{\text{т}}, \text{ у.е. /год},$$

где $B_{\text{ТЭЦ}}$ – годовой расход условного топлива на ТЭЦ, т у.т. /год;

$З_{\text{т}}$ – цена 1 тонны условного топлива, у.е./т у.т.

1.1.5. 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

$$Q_{\text{тi}}^{\text{ч}} = a + r_{\text{к}} \cdot N_{\text{i}} - \Delta r \cdot N_{\text{тi}} + Q_{\text{тхоi}}^{\text{ч}} + Q_{\text{тфоi}}^{\text{ч}}, \text{ Гкал/ч};$$

$$N_{\text{тi}} = \beta_{\text{тх}} \cdot Q_{\text{тхоi}}^{\text{ч}} + \beta_{\text{тф}} \cdot Q_{\text{тфоi}}^{\text{ч}} - C, \text{ МВт};$$

трансформировать в годовую:

$$Q_{\text{тi}} = aT + r_{\text{к}} \cdot N_{\text{i}} \cdot h_{\text{i}} - \Delta r \cdot \Xi_{\text{тi}} + Q_{\text{тхоi}} + Q_{\text{тфоi}}, \text{ Гкал};$$

$$\Theta_{Ti} = \beta_{Tx} \cdot Q_{Txi} + \beta_{Tf} \cdot Q_{Txi} - C \cdot T, \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где a – условный расход теплоты на холостой ход;

$r_k, \Delta r$ – относительный прирост теплоты на конденсационном режиме (Гкал/МВт) и уменьшение относительного прироста турбин на теплофикационном режиме, $\Delta r = r_k - r_t$, Гкал/МВт;

β_{Tf}, β_{Tx} – удельная выработка на тепловом потреблении, МВт·ч/Гкал;

C – потери мощности в отборах, МВт;

T – число часов работы турбин в году, ч.

В том случае, когда на ТЭЦ установлены турбоагрегаты разных типов мощности, например «Т» и «ПТ», необходимо произвести между ними перераспределение тепловых и электрических нагрузок. При этом в первую очередь должны загружаться наиболее экономичные турбины, т. е. те, значения $\Delta r, \beta_{Tf}, \beta_{Tx}$ которых больше, а r_k меньше.

Как правило сначала распределяются тепловые нагрузки.

Годовое число часов использования номинальной нагрузки отборов

$$h_{Txi}^{\text{год}} = Q_{Txi} / \sum_{i=1}^n Q_{Txi}^{\text{нч}}, \text{ ч};$$

$$h_{Tfo}^{\text{год}} = Q_{Tfo} / \sum_{i=1}^m Q_{Tfo}^{\text{нч}}, \text{ ч};$$

где $Q_{Txi}^{\text{нч}}, Q_{Tfo}^{\text{нч}}$ – номинальная часовая производительность технологического и теплофикационного отборов, Гкал/ч;

n, m – число отборов.

Полученные значения h_{Txi}, h_{Tfo} для более экономичных турбин увеличиваются на 10–30 %, при соответственном уменьшении их для менее экономичных турбин так, чтобы соблюдались равенства:

$$\sum_{i=1}^n Q_{Txi}^{\text{нч}} \cdot h_{Txi} = Q_{Txi}, \text{ Гкал/год};$$

$i + 1$

$$Q_{\text{ТХО}i} = Q_{\text{ТХО}i}^{\text{НЧ}} \cdot h_{\text{ТХО}i}, \text{ Гкал/год.}$$

Перераспределение электрической нагрузки осуществляется изменением годового числа использования электрической мощности.

Общий отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} = \sum_{i+1}^n N_i \cdot h_i \cdot (1 - \Delta\mathcal{E}_{\text{см}} / 100), \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

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

h_i – годовое число часов использования электрической мощности, ч;

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

n – число турбоагрегатов, шт.

Общая потребность в теплоте от паровых котлов

$$Q_{\text{КА}} = (\sum_{i+1}^n Q_{\text{ти}} + Q_{\text{роу}})(1,02\dots 1,03), \text{ Гкал.}$$

Годовой расход условного топлива на паровые котлы

$$B_{\text{ка}} = Q_{\text{ка}} / \eta_{\text{ка}} \cdot Q_n^p, \text{ т у.т.},$$

где Q_n^p – коэффициент перевода: $Q_n^p = 7 \text{ Гкал/т у.т.}$;

$Q_n^p = 29,31 \text{ ГДж/т у.т.}$

Годовой расход условного топлива на ПВК

$$B_{\text{пвк}} = Q_{\text{пвк}} / \eta_{\text{пвк}} \cdot Q_n^p, \text{ т у.т.}$$

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ

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

Переменные годовые издержки

$$I_{\text{пр}}^{\text{тэц}} = B_{\text{тэц}} \cdot Z_{\text{т}}, \text{ у.е./год.}$$

Приведенные затраты в варианте с ТЭЦ

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

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

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

1.2. Раздельная схема

По данной схеме энергоснабжения тепловые потребители получают теплоту от котельной, а электрическая энергия вырабатывается на КЭС.

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 возрастает.

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.

1.2.1. Капиталовложения и годовые эксплуатационные издержки КЭС

Полные капиталовложения в КЭС рассчитываются по выражению

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

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

$K_i^{\text{ПОСЛ}}$ – капиталовложения в последующие блоки, у.е.

$$k = \frac{K_{\text{КЭС}}}{N_{\text{уст}}}$$

Постоянные годовые издержки КЭС:

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

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

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

$Z_{\text{ср}}$ – среднегодовая зарплата с начислениями, у.е./чел.·год;

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

1,3 – коэффициент, учитывающий общестанционные нужды.

Отпуск электроэнергии определится

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

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

$$Q_{\text{Ti}} = a \cdot T_p + r \cdot \mathcal{E}_{\text{эки}} + r' \cdot (\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{эки}}),$$

где a – часовой расход тепла на холостой ход;

T_p – число часов работы турбины в году, ч;

r, r' – относительный прирост тепла до и после экономической мощности;

$\mathcal{E}_{эки}$ – годовая выработка электроэнергии при мощности меньше экономической, МВт·ч.

Выработка электроэнергии при загрузке блока больше экономической определяется из выражения

$$\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{эки} = \beta \mathcal{E}_i \cdot (N_{ни} - N_{эки}) / N_{ни}, \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

где $N_{ни}, N_{эки}$ – электрическая мощность турбины, номинальная и в точке излома энергетической характеристики,

β – коэффициент, учитывающий степень загрузки турбины, в зависимости от типа турбины принимается в пределах от 0,85 до 0,95. Более мощным турбинам соответствуют большее значение коэффициента β .

Годовой расход топлива на блок

$$B_{\text{годи}} = Q_{Ti} / \eta_{\text{ка}}^6 \cdot K_{\text{п}} + B_n \cdot n, \text{ т у.т.},$$

где $\eta_{\text{ка}}$ – среднегодовой КПД брутто котлоагрегата;

B_n – расход топлива на пуск блока, т/ч;

n – число пусков блока в году;

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

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$B_{э} = B_{\text{годи}} / \mathcal{E}_i \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} / 100), \text{ т у.т./МВт}\cdot\text{ч}.$$

Годовой расход топлива КЭС

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

где n – число блоков на КЭС.

Переменные годовые издержки КЭС

$$И_T^{КЭС} = B_{КЭС} \cdot Z_T, \text{ у.е./год,}$$

где Z_T – цена тонны условного топлива на КЭС, у.е./т у.т.

1.2.2. Котельная

В раздельной схеме технологические нагрузки района обеспечиваются паровыми котлами, а отопительные нагрузки – водогрейными котлами, установленными на районных котельных, в непосредственной близости от потребителей тепла. В зависимости от сопоставимости вариантов районная котельная должна обеспечивать тот же отпуск тепла, что и ТЭЦ.

Определим число паровых котлов

$$Z = Q_{ТХ}^ч / Q_{ПК}^{чн}, \text{ шт.,}$$

где $Q_{ПК}^{чн}$ – номинальная часовая производительность парового котла, Гкал/ч.

Число водогрейных котлов

$$L = Q_{ТФ}^ч / Q_{ВК}^{чн}, \text{ шт.,}$$

где $Q_{ВК}^{чн}$ – 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 числу котельным количество первых агрегатов.

1.3. Капиталовложения в котельную

$$K_{\text{кот}} = K_{\text{пк}i}^1 + \sum_{i=1}^{Z-1} K_{\text{пк}i}^{\text{посл}} + K_{\text{вк}i}^1 + \sum_{i=1}^{L-1} K_{\text{вк}i}^{\text{посл}}, \text{ у.е.}$$

где $K_{\text{пк}i}^1$, $K_{\text{вк}i}^1$ – капиталовложения в первый паровой и водогрейный котлы, у.е.;

$K_{пкi}^{посл}$, $K_{вкi}^{посл}$ – то же, в последующие котлы, у.е.

$$k = \frac{K_{кот}}{Q_{кот}^ч},$$

Постоянные годовые издержки котельной

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

где $P_{ам}$ – норма амортизационных отчислений для котельных;

$k_{шт}$ – штатный коэффициент котельной, чел./МВт;

$Q_{кот}^ч$ – суммарная теплопроизводительность котельной, чел./МВт:

$$Q_{кот}^ч = \sum_{i=1}^z Q_{пкi}^{чн} + \sum_{i=1}^L Q_{вкi}^{чн};$$

$Z_{ст}$ – среднегодовая зарплата с начислениями, у.е./чел.

Годовой расход топлива на котельную

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

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

$\eta_{вк} = 0,86 \dots 0,9$;

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

$K_{п}$ – коэффициент перевода: $K_{п} = 7$ Гкал/т у.т., $K_{п} = 29,31$ 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:

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

где $K_{кэс}$ – 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.

$$I_{\text{пос}}^{\text{КЭС}} = I_{\text{пос}}^{\text{КЭС}} \cdot \alpha \cdot N_{\text{ТЭЦ}} / N_{\text{КЭС}}, \text{ у.е.}$$

Доля условно-переменных затрат КЭС, учитываемая при раздельной схеме, находится пропорционально отпускаемой энергии:

$$I_{\text{т}}^{\text{КЭС}} = I_{\text{т}}^{\text{КЭС}} \cdot \alpha \cdot \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} / \mathcal{E}_{\text{КЭС}}, \text{ у.е.,}$$

где $\mathcal{E}_{\text{КЭС}}$ – годовой отпуск энергии от КЭС, МВт·ч;

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

Капиталовложения раздельной схемы

$$K_{\text{р}} = K_{\text{КЭС}} + K_{\text{кот}} + K_{\text{тс}}^{\text{р}} + K_{\text{лэп}}^{\text{р}}, \text{ у.е.}$$

Годовые условно переменные затраты раздельной схемы

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

где $Z_{\text{т}}$ – цена тонны условного топлива котельной, определяется по замыкающим затратам на топливо, у.е./т у.т.

Приведенные затраты в раздельную схему

$$Z_{\text{р}} = E_{\text{н}} \cdot K_{\text{р}} + I_{\text{пос}}^{\text{КЭС}} + I_{\text{пос}}^{\text{кот}} + I_{\text{т}}^{\text{р}} + I_{\text{тс}}^{\text{р}} + I_{\text{лэп}}^{\text{р}}, \text{ у.е.,}$$

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

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

Оптимальным, т. е. 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.).

1.4. Техничко-экономические показатели

1.4.1. Комбинированная схема

Годовой расход тепла на производство электроэнергии

$$Q_3 = \sum_{i=1}^n (G_{Ti} - (Q_{\text{топ}} + Q_{\text{фот}})), \text{ МВт.}$$

Годовой расход топлива на производство электроэнергии

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

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии

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

Удельный расход топлива на производство электроэнергии

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

Годовой расход топлива на производство теплоты

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

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

Удельный расход топлива на производство теплоты

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

КПД ТЭЦ по отпуску теплоты

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

КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии

$$\eta_{\text{тэ}} = 34,16 / \epsilon_{\text{тэ}},$$

где $\epsilon_{\text{тэ}}$ – удельный расход топлива на производство теплоты, кг у. т./ГДж.

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

$$И_{\text{пос}}^{\text{ээ}} = И_{\text{пос}}^{\text{тэц}} \cdot B_{\text{э}} / B_{\text{тэ}}, \text{ у. е.}$$

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

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

Себестоимость 1 кВт·ч на шинах ТЭЦ

$$C_{\text{ээ}} = (И_{\text{пос}}^{\text{ээ}} + B_{\text{э}} \cdot 120) / \mathcal{E}_{\text{тэц}}, \text{ у. е./МВт}\cdot\text{ч.}$$

где $\mathcal{C}_{\text{тут}}$ – цена условного топлива на складе станции, у. е./т у. т.:

$$\mathcal{C}_{\text{тут}} = (\mathcal{C}_{\text{тнт}} + T_{\text{жд}}) \cdot 29300 / Q_{\text{н}}^{\text{п}}, \text{ у. е.,}$$

где $\mathcal{C}_{\text{тнт}}$ – цена натурального топлива, определяемая по прейскуранту;

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

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

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии на шинах ТЭЦ

$$C_{\text{тэ}}^{\text{т}} = \epsilon_{\text{ээ}} \cdot 120 \cdot 10^{-3}, \text{ у. е./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Себестоимость 1 ГДж тепла, отпущенного от коллектора ТЭЦ

$$C_{\text{тэ}} = (И_{\text{пос}}^{\text{тэ}} + И_{\text{т}}^{\text{тэ}}) / (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}), \text{ у. е./Гкал,}$$

$$И_{\text{т}}^{\text{тэ}} = B_{\text{тэ}} \cdot \mathcal{C}_{\text{т.у.т.}}$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах ТЭЦ

$$C_{тэ}^T = \epsilon_{тэ} \cdot C_{т\ у.т.}, \text{ у. е./Гкал.}$$

Удельные приведенные затраты в комбинированную схему на производство электроэнергии

$$З_{ээ} = З_{тэц} \cdot B_{ээ}/B_{тэц} \cdot \mathcal{E}_{тэц}, \text{ у. е./МВт}\cdot\text{ч.}$$

Удельные приведенные затраты в ТЭЦ на отпуск теплоты

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

Показатель фондоотдачи ТЭЦ

$$K_{фо} = (C_{ээ}^H \cdot \mathcal{E}_{тэц} + C_{тэ}^H \cdot (Q_{тх} + Q_{тф})) / K_{тэц}, \text{ у. е.}$$

где $C_{ээ}^H$, $C_{тэ}^H$ – неизменные цены на электроэнергию и теплоту, у. е./кВт·ч, у. е./Гкал.

Показатель фондовооруженности ТЭЦ

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

1.4.2. Раздельная схема

Технико-экономические показатели КЭС. Полный расход тепла на производство электроэнергии турбогенератором

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

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

Удельный расход тепла на турбоагрегат

$$q_T = Q_3 / (\mathcal{E}_i + \mathcal{E}_{пгн}), \text{ Гкал / МВт,}$$

где $\mathcal{E}_{\text{пнт}}$ – приведенное производство электроэнергии на привод питательного турбонасоса.

КПД турбоустановки

$$\eta_{\text{T}} = 3600 / q_{\text{T}}, \%$$

КПД КЭС по отпуску электроэнергии

$$\eta_{\text{T}} = 0,123 / \epsilon_{\text{ээ}},$$

Топливная составляющая себестоимость электроэнергии на КЭС

$$C_{\text{ээ}}^{\text{T}} = \epsilon_{\text{ээ}} \cdot \text{Ц}_{\text{T у.т.}} \cdot 10^{-3}, \text{ у. е./кВт}\cdot\text{ч},$$

где $\text{Ц}_{\text{T у.т.}}$ – цена тонны условного топлива на складе КЭС.

$$\text{Ц}_{\text{T у.т.}} = (\text{Ц}_{\text{пнт}} + \Gamma_{\text{жд}}) \cdot 29\,300 / Q_{\text{H}}^{\text{P}}, \text{ у. е./т у. т.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч на шинах КЭС

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

Удельные приведенные затраты в КЭС на производство электроэнергии

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

Показатель фондоотдачи КЭС

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

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

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

КПД котельной по отпуску теплоты

$$\eta_{\text{тэ}} = 143 / e_{\text{тэ}}.$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах котельной

$$C_{\text{эз}}^{\text{т}} = e_{\text{тэ}} \cdot \Pi_{\text{тут}} 10^{-3}, \text{ у. е./Гкал,}$$

где $\Pi_{\text{тут}}$ – цена тонны условного топлива на складе котельной

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

Себестоимость 1 Гкал тепла, отпущенного от коллекторов котельной

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

Удельные приведенные затраты в котельную на производство теплоты

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

Показатель фондоотдачи котельной

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

Показатель фондовооруженности котельной

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

1.5. Расчет показателей использования основных фондов

Коэффициент экстенсивного использования основных фондов электростанции рассчитывается по формуле

$$k_{\text{э}} = \frac{\sum_{j=1}^n N_j T_{\text{рj}}}{\sum_{j=1}^n N_j T_{\text{кj}}} = \frac{\sum T_{\text{р}}}{\sum T_{\text{к}}},$$

где $T_{\text{рj}}$ – время работы j -го агрегата;

$T_{\text{кj}}$ – календарное время нахождения j -го агрегата в составе электростанции.

Время работы $T_{\text{рj}}$ 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 $T_{\text{рj}} = 8760 - (T_{\text{крj}} + 2 \cdot T_{\text{мрj}})$, то проводится капитальный ремонт; если $T_{\text{рj}} = 8760 - 2 \cdot T_{\text{мрj}}$, то капитальный ремонт не проводится.

Коэффициент интенсивного использования основных фондов электростанции

$$k_{\text{и}} = \frac{\text{Э}_{\text{год}}^{\text{отп}}}{\sum_{j=1}^n N_j T_{\text{рj}} \left(1 - \frac{\Delta \text{Э}_{\text{с.н}}}{100} \right)} = \frac{h_{\text{у}}}{T_{\text{р}}},$$

где $\Delta \text{Э}_{\text{с.н}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды электростанции, %.

Коэффициент полного использования определяется по формуле

$$k_{\text{п}} = k_{\text{и}} k_{\text{э}}.$$

Коэффициент фондовооруженности электростанции рассчитывается следующим образом:

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

где K – капиталовложения в электростанцию;

$k_{\text{шт}}$ – 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:

$$k_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{э}i} \text{Э}_{\text{год}i}^{\text{отп}}}{\sum_{i=1}^n \text{Э}_{\text{год}i}^{\text{отп}}},$$

$$k_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{и}i} \text{Э}_{\text{год}i}^{\text{отп}}}{\sum_{i=1}^n \text{Э}_{\text{год}i}^{\text{отп}}},$$

$$k_{\text{п}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{п}i} \text{Э}_{\text{год}i}^{\text{отп}}}{\sum_{i=1}^n \text{Э}_{\text{год}i}^{\text{отп}}}.$$

1.6. Экономические показатели энергосистемы

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

$$D = \tau_{\text{эз}} \sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{\text{год}i}^{\text{отп}} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{п.с}}}{100} \right) + \tau_{\text{тэ}} Q_{\text{год}} \eta_{\text{т.с}}, \text{ у. е.},$$

где $\eta_{\text{т.с}}$ – КПД тепловых сетей, принимаемый равным 0,88–0,92;

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

Средний расчетный тариф на электроэнергию приблизительно:

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

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

Средний расчетный тариф на теплоту

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

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

Прибыль энергосистемы

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

Фондоотдача

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

Рентабельность

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

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

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

1.7. Показатели использования оборотных фондов в энергосистеме

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

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

Число оборотов оборотных фондов в году

$$n = \frac{D}{\Phi_{\text{об}}^{\text{норм}}},$$

где D – объем от реализованной продукции в энергосистеме.

Длительность оборота оборотных фондов:

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

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П1

Сводная таблица технико-экономических показателей курсовой работы

Наименование показателей	Обозначение	Размерность	Комбинированная схема			Раздельная схема		
			Общий показатель	Электроэнергия	Теплота	Общий показатель	Электроэнергия	Теплота
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Установленная мощность	N, Q	мВт, Гкал						
2. Число часов использования установленной мощности	h	ч/год						
3. Годовой отпуск энергии	$\mathcal{E}, Q_{\text{год}}$	МВт·ч., Гкал						
4. Удельный расход тепла на 1 кВт·ч	q_3	Гкал/МВт·ч.						
5. Удельный расход топлива на производство энергии	$\epsilon_{\text{эз}}/\epsilon_{\text{тз}}$	кг у. т./кВт·ч / кг у. т./Гкал						
6. КПД по производству энергии	$\eta_{\text{эз}}, \eta_{\text{тз}}$	%						
7. Полные капиталовложения	K	млн у. е.						
8. Условно-постоянные издержки	$I_{\text{пос}}$	млн у. е./год						
9. Годовой расход топлива	B	т у. т./год						
10. Замыкающие затраты на топливо	$Z_{\text{т}}$	у. е./т у.т.						
11. Переменные издержки	$I_{\text{пр}}$	у. е./год						
12. Приведенные затраты	$Z_{\text{пр}}$	млн у. е./т у. т.						
13. Удельные приведенные затраты	$Z_{\text{эз}}$	у. е./кВт						
	$Z_{\text{тз}}$	у. е./Гкал						
14. Цена тонны условного топлива	$C_{\text{тут}}$	у. е./т у.т.						
15. Топливная составляющая себестоимости	$C_{\text{тз}}$	у. е./ГДж						

Окончание табл. П1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16. Себестоимость энергии	$C_{эз}$	цент/кВт.ч						
17. Показатель фондоотдачи	$K_{фо}$	у.е./у.е.						
18. Показатель фондовооружения	$K_{фв}$	у.е./чел.						
19. Штатный коэффициент	$k_{шт}$	чел./МВт, чел./ГДЖ						
20. Норма амортизации	$P_{ам}$	%						
21. Удельные капиталовложения	k	у.е./кВт, у.е./Гкал						
22. Коэффициент эффективности использования установленной мощности	$K_{эф}$	%						
23. Число оборотных фондов	n	шт.						
24. Коэффициент рентабельности	$K_{рен}$	%						

Таблица П2

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		

Таблица ПЗ

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		

Таблица П4

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)	Твердое/газ, мазут	–	

Таблица П5

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	Экибастуский каменный уголь		
К-800-240+2650 т/ч	Канско-Ачинский бурый уголь		

Таблица П6

Средние нормы амортизации ТЭЦ, %

Мощность ТЭЦ, МВт	Вид топлива		
	Высокозольное	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

Таблица П7

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

Таблица П8

Штатные коэффициенты ТЭЦ
по эксплуатационному персоналу, чел./МВт

Мощность ТЭЦ, МВт	Количество 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

Окончание табл. П8

Мощность ТЭЦ, МВт	Количество турбоагрегатов	Вид топлива	
		Твердое	Газ, мазут
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

Таблица П9

**Штатные коэффициенты КЭС
по эксплуатационному персоналу, чел./МВт**

Мощность КЭС, МВт	Количество 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

Таблица П10

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

Таблица П11

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

Таблица П12

Энергетические характеристики теплофикационных турбин, (МВт/МВт)

Тип турбины	Расход теплоты на холостой ход a_{xx}	Относительный прирост для конденсационного потока r_k	Уменьшение относительного прироста на теплофикационном потоке Δr	Удельная выработка электроэнергии на технологическом потоке $W_{тхо}$	Удельная выработка электроэнергии на теплофикационном отборе $W_{тфо}$	Потери в отборах c	Номинальная величина технологического отбора $Q_{тхо}$	Номинальная величина теплофикационного отбора $Q_{тфо}$
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	–	1,016	0,3	–	48,3	279	–
P-100-130/15	6,4	–	1,016	0,31	–	98,9	560	–
P-25-90/8	0,845	–	1,016	0,275	–	13,0	132	–

T25-90	7,8	2,61	1,021	–	0,47	4,0	–	67,6
--------	-----	------	-------	---	------	-----	---	------

Энергетические характеристики конденсационных турбин, (МВт/МВт)

Тип турбины	Номинальная мощность $N_{ном}$	Расход теплоты на холостой ход $A_{хх}$	Отн. прирост при экономич. нагрузке $r_{эк}$	Отн. прирост при нагрузке > экон. r	Экономическая мощность $N_{эк}$
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

Топливные характеристики конденсационных блоков

Тип блока, вид сжигаемого топлива	Усл. расход топлива на холостой ход, a_i , т. у. т.	Удельный прирост топлива в I зоне, т/МВт·ч $r_{ж}$	Удельный прирост топлива во II зоне r , т/МВт·ч	Точка излома хар-ки (экон. мощность) $N_{эк}$, МВт	Мощность технического минимума блока $N_{мин}$, МВт	Расход топлива на пуск после простоя в 48 ч $Br_{i, т. у. т.}$	Расход топлива на пуск из холодного состояния $B_{п, т. у. т.}$
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

Таблица П15

Технические характеристики теплофикационных турбин (ориентировочные данные)

Тип турбины	Величины отборов, Гкал/ч		Максималь- ный 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	конденсаци- онная 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
T-60/65-130	–	94/180	268	–	540	930	2200
T-100-130	–	160/310	460	–	540	930	2200
T-175/210-130	–	270	760	–	550	910	2100
T-180/215-130	–	280	845	–	637	910	2060
T-260/300-240	–	330	930	–	685	910	1910
P-50-130/13	310	–	370	295	–	910	–
P-100-130/15	640	–	760	280	–	910	–
P-25-90/8	102	–	255	282	–	910	–
T-25-90	–	52	130	–	52	930	2250

Таблица П16

Ориентировочные значения коэффициента теплофикации
для отопительных отборов турбин

Тип турбин	Значения
Т-250-240	0,6–0,7
Т-100-130	0,52–0,6
Т-50-130	0,48–0,56
Т-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

Таблица П17

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

Таблица П18

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

Таблица П19

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	65,3	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	52,0	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	52,8	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

Таблица П20

Исходные данные для выполнения курсовой работы

Номер варианта	Состав Оборудования ТЭЦ	Часовые тепловые нагрузки ТЭЦ, МВт			
		Теплофикационная нагрузка $Q_{тхо}$, ч	Число часов использования теплофикационной нагрузки $h_{тфо}$, ч	Технологическая нагрузка $Q_{тхо}$, ч	Число часов использования теплофикационной нагрузки $h_{тхо}$, ч
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 Р-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 - Р-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 Р-25-90 2 x Т-25-90	264	–	136	–
9	3 x Р-100-130 2 – Т-250-240 2 – 175-130	1680	–	1396	–
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 Р-50-130 2 x Т-60-130 2 x Т-110-130	558	–	629	–
14	2 x Т-250-240 2 x ПТ-135-130 1 x Т-110-130	442	–	1228	–

Номер варианта	Состав оборудования ТЭЦ	Часовые тепловые нагрузки ТЭЦ, МВт			
		Теплофикационная нагрузка $Q_{\text{тфо}}$, ч	Число часов использования теплофикационной нагрузки $h_{\text{тфо}}$, ч	Технологическая нагрузка $Q_{\text{тхо}}$, ч	Число часов использования теплофикационной нагрузки $h_{\text{тхо}}$, ч
15	3 x ПТ-60-130 2 x Т-250-240	231	–	909	–
16	2 x P-50-130 5 x Т-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 – Т-110-130	77	–	455	–
20	4 x Т-250-240	–	–	1536	–
21	3 x Т-175-130	–	–	942	–
22	2 x ПТ-135-130 3 x Т-110-130	442	–	868	–
23	2 x Т-110-130 1 x Т-250-240 1 x ПТ-80-130	116	–	862	–
24	2 x Т-110-130 4 x ПТ-80-130	464	–	478	–
25	4 x P-100-130 4 x Т-250-240	2240	–	1536	–
26	3 x P-50-130 5 x ПТ-135-130	1942	–	640	–
27	4 x Т-25-90 3 x P-25-90	396	–	273	–
28	4 x ПТ-60-130 1 x Т-175-130	308	–	502	–
29	2 x ПТ-60-130 3 x Т-110-130 1 x Т-175-130	154	–	1020	–
30	5 x Т-110-130	–	–	1020	–

Таблица П21

Расход энергии для нужд бытового теплоснабжения

Объект	Расход
Жилые дома: а) квартиры с ваннами при наличии аккумулирующих баков без аккумулярующих баков	0,75–0,8 Гкал/чел.-год 440–460 Ккал/ч-чел. 750–800 Ккал/ч-чел.
б) квартиры без ванн при наличии аккумулярующих баков без аккумулярующих баков	0,250 Гкал/чел-год 45–60 Ккал/ч-чел. 90–100 кКал/ч-чел.
Коммунальные предприятия бани, прачечные предприятия общественного питания	0,5–1,0 Гкал/чел.-год.

2. РАСЧЕТ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1. Расчет потребности предприятия в электроэнергии

Данные для расчета потребности предприятия в электроэнергии представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Удельный расход электроэнергии по цехам
для оборудования различных видов, кВт·ч/ед. прод. ($\varepsilon_{уд}$)

Цех	Станочное, пресовое оборудование	Вентиляционное оборудование	Электропечи	Термические печи	Сушильные установки
Кузнечно-прессовый	$300 + N_B$	$250 + N_B$	$130 + N_B$	$180 + N_B$	$40 + N_B$
Литейный	$250 + N_B$	$220 + N_B$	–	$110 + N_B$	$50 + N_B$
Механический	$2500 + N_B$	$100 + N_B$	–	–	$40 + N_B$
Термический	$50 + N_B$	$220 + N_B$	$90 + N_B$	$50 + N_B$	$90 + N_B$
Сборочный	$200 + N_B$	$50 + N_B$	–	–	–
Инструментальный	$900 + N_B$	$60 + N_B$	$25 + N_B$	–	–
Ремонтно-механический	$360 + N_B$	$20 + N_B$	–	–	$20 + N_B$
Заводоуправление	–	$25 + N_B$	–	–	–
Компрессорная	$600 + N_B$	$15 + N_B$	–	–	–
Столовая	$90 + N_B$	$90 + N_B$	$90 + N_B$	–	$15 + N_B$

N_B – номер варианта.

Расчет потребности предприятия в электроэнергии осуществляется по формулам:

$$\varepsilon_i = \varepsilon_{уд} \Pi, \quad (2.1)$$

$$\varepsilon_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i \left(1 + \frac{\alpha_{осв}}{100} + \frac{\alpha_{пот}}{100} \right), \quad (2.2)$$

$$\alpha_{\text{осв}} = 0,4\% + 0,01N_{\text{в}};$$

$$\alpha_{\text{пот}} = 4,5 + 0,1N_{\text{в}}, \%$$

где Π – объем производства продукции;

$\alpha_{\text{осв}}$, $\alpha_{\text{пот}}$ – % расхода энергии на освещение и потери от общего расхода энергии.

2.2. Расчет потребности предприятия в топливе

Данные для расчета потребности в газовом топливе представлены в табл. 2.2. Предприятие выпускает машины. Масса одной машины 3 т, масса поковок в одной машине – 0,65 т, масса отливок – 0,7 т.

Таблица 2.2

Удельные расходы условного топлива
на обработку заготовок, т у.т./т ($v_{\text{уд}i}$)

Вид обработки	Поковки	Отливки
Нагрев в газовых печах	$0,2 + 0,01N_{\text{в}}$	–
Термообработка	$0,1 + 0,01N_{\text{в}}$	$0,12 + 0,01N_{\text{в}}$
Нормализация и отпуск	–	$0,3(0,1 + 0,01N_{\text{в}})$

Расчет потребности в топливе осуществляется по формулам:

$$B_i = v_{\text{уд}i} \Pi; \quad (3)$$

$$B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i. \quad (4)$$

2.3. Потребность завода в тепловой энергии (на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические нужды)

Для расчета потребности завода в тепле на отопление и вентиляцию используются данные табл. 2.3.

Таблица 2.3

Кубатура зданий и внутренняя температура в помещении, м³

Цех	Вид оборудования	
	Станочное, пресовое	Вентиляционное
Кузнечнопресовый	45 000 + N _в	15 + 0,1N _в
Литейный	36 000 + N _в	20 + 0,2N _в
Механический	54 000 + N _в	15 + 0,1N _в
Термический	21 000 + N _в	21 + 0,2N _в
Сборочный	30 000 + N _в	16 + 0,2N _в
Инструментальный	24 000 + N _в	16 + 0,1N _в
Ремонтно-механический	21 000 + N _в	16 + 0,1N _в
Заводоуправление	30 000 + N _в	18 + 0,1N _в
Компрессорная	6000 + N _в	15 + 0,1N _в
Столовая	7000 + N _в	18 + 0,1N _в

Расчет расхода теплоты на отопление и вентиляцию производится по формулам:

$$Q_o^i = x_o V_i (t_{вi} - t_{н}^3) h_o; \quad Q_o = \sum_{i=1}^n Q_o^i; \quad (2.5)$$

$$Q_{в}^i = x_{в} V_i (t_{вi} - t_{н}^{II}) h_{в}; \quad Q_{в} = \sum_{i=1}^n Q_{в}^i, \quad (2.6)$$

где x_o – отопительная характеристика здания, $x_o = 2 + 0,01N_{в}$, кДж/м³ · °С;

V_i – объем помещения, м³;

$t_{в}$ – внутренняя температура в здании, °С;

$t_{н}^3$ – наружная температура зимой ($t_{н}^3 = -20 + 0,01N_{в}$), °С;

h_o – число часов использования отопительной нагрузки
($h_o = 2000 + 50N_B$), ч;

x_B – вентиляционная характеристика здания
($x_B = 4,19 + 0,1N_B$, кДж/м³·°С);

$t_H^{\text{л}}$ – наружная температура летом ($t_H^{\text{л}} = -12 + 0,5N_B$), °С;

h_B – число часов использования вентиляционной нагрузки
($h_B = 1500 + N_B$), ч.

Расчет расхода тепла на горячее водоснабжение рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{ГВ}} = G_{\text{ГВ}} C (t_{\text{Г}} - t_{\text{Х}}) n_{\text{раб}}, \quad (2.7)$$

где $G_{\text{ГВ}}$ – расход воды на горячее водоснабжение, кг;

C – теплоемкость воды кДж/м³·°С;

$t_{\text{Г}}$ – температура горячей воды, подаваемой в систему горячего водоснабжения, °С;

$t_{\text{Х}}$ – температура холодной водопроводной воды, °С;

$n_{\text{раб}}$ – число рабочих дней в году ($n_{\text{раб}} \approx 250$).

$$G_{\text{ГВ}} = na + mb, \quad (2.8)$$

где n – количество рабочих, пользующихся душем ($n = 0,8m$);

a – норма расхода воды на душ ($a = 60 + N_B$), кг/чел. в сут;

m – количество рабочих на предприятии (в соответствии с вариантом расчета);

b – норма потребления воды в столовой ($b = 4 + 0,1N_B$), кг/чел в сут.;

Теплоемкость воды $C = 4,19$ кДж/м³·°С,

$$t_{\Gamma} = 60 + 0,1N_{\text{В}}, \quad t_{\text{Х}} = 6 + 0,2N_{\text{В}}.$$

Годовой расход теплоты на технологические нужды определяют по формуле

$$Q_{\Gamma}^{\text{год}} = \left\{ \left[D_{\Gamma}^{13} (i'_n - i_{\text{ПВ}}) - D_{\Gamma}^{13} \frac{\beta}{100} \right] + \right. \\ \left. + \left[D_{\Gamma}^8 (i''_n - i_{\text{ПВ}}) - D_{\Gamma}^8 \frac{\beta}{100} i_{\text{К}} \right] \right\} n_{\Gamma} k_{\text{Н}} 10^{-3} \text{ ГДж/год}, \quad (2.9)$$

где $D_{\Gamma}^{13}, D_{\Gamma}^8$ – расход пара на технологические нужды из отборов 13 и 8 ата (в соответствии с вариантом расчета) т/ч;

i'_n, i''_n – энтальпия пара, отпускаемого потребителям на технологические нужды из отборов 13 и 8 ата соответственно, кДж/кг ($i'_n = 2900 + 3N_{\text{В}}, i''_n = 2800 + N_{\text{В}}$);

$i_{\text{ПВ}}$ – энтальпия питательной воды, кДж/кг ($i_{\text{ПВ}} = 437$);

β – возврат конденсата технологическими потребителями, % ($\beta = 60\%$);

$i_{\text{К}}$ – энтальпия конденсата, возвращаемого потребителями, кДж/кг ($i_{\text{К}} = 336$);

n_{Γ} – годовое число часов использования потребителями технологической нагрузки, ч/год (принимая для предприятия с двухсменным режимом работы $h_{\Gamma} = 4000 + 5N_{\text{В}}$);

$k_{\text{Н}}$ – коэффициент неравномерности суточного графика по пару ($k_{\text{Н}} = 0,7 + 0,01N_{\text{В}}$).

Расчет годового расхода тепла на технологические нужды производится вручную. Затем по результатам ручного расчета, необходимо определить годовой расход тепла по предприятию:

$$Q^{\text{год}} = Q_{\text{T}}^{\text{год}} + Q_{\text{O}} + Q_{\text{B}} + Q_{\text{ГВ}}. \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{O}}, Q_{\text{B}}, Q_{\text{ГВ}}$ – годовой расход теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение соответственно.

2.4. Расчет потребности предприятия в сжатом воздухе и в воде

Расчет осуществляется по формулам:

воздух:

$$L = 10\,000\Pi, \text{м}^3/\text{год}; \quad (2.11)$$

вода:

$$W = 100\Pi, \text{м}^3/\text{год};$$

техническая вода:

$$W_{\text{T}} = 75\Pi, \text{м}^3/\text{год};$$

питьевая вода:

$$W_{\text{П}} = 25\Pi, \text{м}^3/\text{год};$$

сточные воды:

$$W_{\text{C}} = 75\Pi, \text{м}^3/\text{год},$$

где Π – объем продукции.

На основании данных расхода воздуха и воды определяется мощность электродвигателя, необходимая для привода компрессоров и насосов, после чего выбирается тип компрессора и насоса.

Давление сжатого воздуха принять равным 0,8 МПа, а давление воды – 0,4 МПа.

Мощность электродвигателя для привода компрессора, кВт:

$$N = \frac{\kappa}{(\kappa - 1)} \frac{p_1 V_1}{1000 \eta_{\text{ад}} \eta_{\text{M}} \eta_{\text{ДВ}}} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right], \quad (2.12)$$

где κ – показатель адкабаты;

P_1 – давление на всасе, Н/м²;

P_2 – давление на нагнет, Н/м²;

V_1 – расход воздуха, м³/с;

$\eta_{ад}, \eta_{м}, \eta_{дв}$ – КПД адиабатический, механический, электродвигателя соответственно.

Мощность электродвигателя для привода насоса, кВт:

$$N = \frac{Q\rho n g}{1000\eta_n}, \quad (2.13)$$

где Q – объемная производительность насоса, м³/с;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

n – напор насоса, м;

η_n – КПД насоса.

2.5. Вторичные энергоресурсы

Для определения выхода вторичных ресурсов необходимо воспользоваться следующими данными: в процессе нагрева металла выход ВЭР составляет 30 % от затраченного топлива, в процессах термообработки – 20 %, в процессах нормализации – 10 % от затраченного топлива.

Экономия топлива за счет использования ВЭР

$$\Delta B = B_{\Sigma} - B_{ВЭР}. \quad (2.14)$$

2.6. Топливо-энергетический баланс предприятия

Топливо-энергетический баланс устанавливает требуемые соотношения в производстве и потреблении различных видов энергоносителей. В расходной части баланса дается комплексная характе-

ристика структуры потребления всех видов энергии. В приходной части баланса должна быть представлена структура и количество получения всех видов энергии. Для построения расходной части топливно-энергетического баланса необходимо заполнить табл. 2.4. при этом для сравнения различных видов энергии все они с помощью переводных коэффициентов приводятся к одному эквиваленту, которым является расход условного топлива в кг у. т.

Таблица 2.4

Топливо-энергетический баланс

Ресурсы	Единица измерения	Годовой расход	Переводной коэффициент	Условный расход ресурса	Расход ресурсов, %
Электроэнергия	кВт·ч		0,34 кг у. т./кВт·ч		
Топливо	кг у.т.		1,0		
Сжатый воздух	м ³		0,34 кг у. т./м ³		
Вода	м ³		0,68 кг у. т./м ³		
Тепловая энергия	ГДж		0,34 кг у. т./ГДж		

По результатам расчетов строится круговая диаграмма расхода различных видов ресурсов, а также схема энергопотоков завода.

2.7. Расчет энергетической составляющей себестоимости

Расчет производится для двух случаев – с учетом и без учета использования вторичных энергоресурсов.

Затраты энергетических ресурсов на выпуск продукции определяются по формуле

$$S = S_{э\text{э}} + S_{\text{т}} + S_{\text{q}} + S_{\text{w}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{тр}} + S_{\text{зп}} + S_{\text{пр}}, \quad (2.15)$$

где $S_{э\text{э}}$ – расходы на электроэнергию;

$S_{\text{т}}$ – расходы на топливо;

S_{q} – расходы на тепловую энергию;

S_w – расходы на воду;
 $S_{ам}$ – амортизационные отчисления;
 $S_{тр}$ – расходы на текущий ремонт;
 $S_{зп}$ – расходы на заработную плату;
 $S_{пр}$ – прочие расходы.

Расходы на электроэнергию определяются по двухставочному тарифу по формуле

$$S_{ээ} = N^{\max} a + \mathcal{E}_{\Sigma} b, \quad (2.16)$$

где N^{\max} – заявленная предприятием мощность в часы максимума нагрузки энергосистемы, кВт;

a – плата за 1 кВт заявленной мощности, у.е./кВт·ч;

b – плата за 1 кВт·ч расходуемой электроэнергии, у.е./кВт·ч.

Все цены на энергоресурсы уточняются и выдаются руководителем.

Величина N^{\max} определяются по формуле

$$N^{\max} = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}}{h_{\max}} K_c, \quad (2.17)$$

где h_{\max} – число часов использования максимума нагрузки ($h_{\max} = 4400 + 2N_B$), ч;

K_c – коэффициент спроса ($K_c = 0,7 + 0,01N_B$).

Величина ставок двухставочного тарифа на электроэнергию, отпускаемую промышленным потребителям, берется из данных Белэнерго.

Топливная составляющая себестоимости S_T определяется по формуле

$$S_T = V_T \Pi_T, \quad (2.18)$$

где V_T – годовой расход натурального топлива, т н.т./год;

Π_T – оптовая цена топлива по прейскуранту, у.е./т н.т.

Затраты на воду рассчитываются по формуле

$$S_w = \sum_{i=1}^n W_w \Pi_w, \quad (2.19)$$

где Π_w – цена 1 м³ воды, у.е./м³;

W_w – годовой расход воды, м³ (1 м³ = 10³ кг).

Амортизационные отчисления определяются по формуле

$$S_{ам} = \frac{a_{ам} K}{100}, \quad (2.20)$$

где $a_{ам}$ – среднегодовая норма амортизации для данного предприятия, % ($a_{ам} = 12\%$);

K – стоимость основных производственных фондов предприятия, у.е.

Стоимость основных производственных фондов определяется исходя из величины удельных капитальных вложений, у.е.:

$$K = k_{уд} B_{\Sigma}, \quad (2.21)$$

где B_{Σ} – суммарный годовой расход энергоресурсов в условном топливе, т у.т.;

$$k_{уд} = 50 \dots 75 \text{ у.е./т у.т.}$$

Для вариантов с использованием вторичных энергетических ресурсов необходимо рассчитать также капиталовложения в устройство по использованию ВЭР:

$$K^{ВЭР} = k_{уд}^{ВЭР} B_{ВЭР}, \quad (2.22)$$

где $k_{уд}^{ВЭР} = 15 + 0,3N_v$ у.е./т у.т.

Затраты на текущий ремонт $S_{тр}$ определяются по формуле

$$S_{\text{пр}} = 0,2S_{\text{ам}}, \quad (2.23)$$

Для определения расходов на заработную плату необходимо сначала определить численность персонала, обслуживающего энергохозяйства данного предприятия. Численность персонала определяется в соответствии с нормативами (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Штатные нормативы численности персонала, обслуживающего энергохозяйство промышленного предприятия

Категория работающих	Единица измерения	n
Обслуживание электросилового хозяйства	чел./млрд кВт·ч·год	46
Компрессорная	чел./млн м ³ сжатого воздуха год	8
Бойлерная	чел./млн м ³ горячей воды год	24
Котельная	чел./млрд кВт·ч газа год	8

Расчет основной заработной платы рабочих производится по формуле

$$S_{\text{зп}} = n\Phi_{\text{зп}}, \quad (2.24)$$

где n – количество рабочих;

$\Phi_{\text{зп}}$ – годовой фонд заработной платы.

Премияльные доплаты составляют 20 % от $\Phi_{\text{зп}}$, начисления на социальное страхование, Белгосстрах по ставкам, действующим на текущий момент.

Заработную плату ИТР и вспомогательного цехового персонала принять равной 30 % заработной платы рабочих.

С учетом всех составляющих определяется общая сумма затрат на заработную плату для энергохозяйства данного промышленного предприятия.

Расходы на тепловую энергию определяются по формуле

$$S_q = Q_{\text{год}}^n \Pi_q^{\text{п}} + Q_{\text{год}}^{\text{ГВ}} \Pi_q^{\text{ГВ}}, \quad (2.25)$$

где $Q_{\text{год}}^n$ – расход теплоты с паром, ГДж/год;

$Q_{\text{год}}^{\text{ГВ}}$ – расход теплоты с горячей водой, ГДж/год;

$\Pi_q^{\text{П}}$ – тариф на тепловую энергию (пар);

$\Pi_q^{\text{ГВ}}$ – тариф на тепловую энергию (горячая вода).

Прочие затраты рассчитываются по формуле:

$$S_{\text{пр}} = 0,3(S_{\text{зп}} + S_{\text{ам}} + S_{\text{тр}}). \quad (2.26)$$

С учетом всех составляющих определяется общая сумма энергетической составляющей затрат на производство и реализацию продукции в двух вариантах (с использованием и без использования ВЭР).

2.8. Определение приведенных затрат и срока окупаемости капитальных вложений для двух вариантов расчета

Срок окупаемости капитальных вложений для двух вариантов расчета (с использованием и без использования ВЭР) определяется по формуле

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{S_1 - S_2}, \text{ лет}, \quad (2.27)$$

где K_2, S_2 – капиталовложения и издержки по варианту с использованием ВЭР;

K_1, S_1 – капиталовложения и издержки по варианту без использования ВЭР.

Величина K_1 определяется по формуле

$$K_1 = K + K_{\text{стр}}, \text{ у.е.}, \quad (2.28)$$

где K – стоимость основных производственных фондов;

$K_{\text{стр}}$ – капиталовложения в здания и строительные-монтажные работы:

$$K_{\text{стр}} = \kappa_{\text{стр}}^{\text{уд}} V, \text{ у.е.}, \quad (2.29)$$

где $K_{\text{стр}}^{\text{уд}}$ – удельные капиталовложения в здания и строительномонтажные работы (у.е./м³);

V – общий объем производственных зданий, м³.

При расчете величины K_2 необходимо учесть также стоимость устройств по использованию ВЭР.

$$K_2 = K_1 + K^{\text{ВЭР}}, \text{ у.е.} \quad (2.30)$$

Коэффициент экономической эффективности дополнительных капитальных вложений определяется по формуле:

$$E_p = \frac{S_1 - S_2}{K_2 - K_1} = \frac{1}{T_{\text{ок}}}, \quad (2.31)$$

Рассчитанный коэффициент E_p сравнивается с нормативным ($E_n = 0,15$). Если $E_p > E_n$, осуществление дополнительных капитальных вложений для использования ВЭР является целесообразным.

Сравнение двух вариантов (с использованием и без использования ВЭР) осуществляется по минимуму расчетных затрат:

$$Z = E_n K + S \rightarrow \min, \quad (2.32)$$

а также необходимо определить величину чистого дисконтированного дохода

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1 + E)^t} - K_d > 0 \quad (2.33)$$

и индекс доходности

$$\text{ИД} = \frac{1}{K_d} \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1 + E)^t} > 0, \quad (2.34)$$

где R_t – результаты, достигаемые на t -м шаге расчета;

S_t – затраты, осуществляемые на t -м шаге;

K_d – сумма дисконтированных капиталовложений:

$$K_d = \sum_{t=0}^T K_t \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (2.35)$$

где T – горизонт расчета (равный номеру шага расчета, на котором производится ликвидация объекта);

E – норма дисконта;

K_t – капиталовложения на t -м шаге.

Если $ИД > 0$ проект эффективен, если $ИД < 0$ – неэффективен. Из сравниваемых вариантов более эффективен тот, для которого расчетные затраты ниже.

2.9. Основные технико-экономические показатели работы энергохозяйства предприятия

Часть технико-экономических показателей была определена в предыдущих разделах. Дополнительно необходимо рассчитать следующие:

1. Энерговооруженность труда

$$\beta_{\text{эт}} = \frac{B_{\Sigma}}{n_{\text{ср}}}, \quad (2.36)$$

где B_{Σ} – годовой расход топлива и всех видов энергии в перерасчете на топливо, т у.т./год;

$n_{\text{ср}}$ – среднесписочная численность промышленно-производственного персонала, чел.

2. Электровооруженность труда

$$\beta_{\text{элт}} = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}}{n_{\text{ср}}}, \quad (2.37)$$

где \mathcal{E}_{Σ} – суммарное годовое потребление электроэнергии (включая потери в сетях завода), кВт·ч/год.

3. Энергоемкость продукции

$$\beta_{\text{эпр}} = \frac{B_{\Sigma}}{\Pi}. \quad (2.38)$$

4. Электроемкость продукции

$$\beta_{\text{элпр}} = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}}{\Pi}, \quad (2.39)$$

5. Теплоемкость продукции

$$\beta_{\text{гтп}} = \frac{Q_{\Sigma}}{\Pi}, \quad (2.40)$$

где Q_{Σ} – суммарное годовое потребление тепла и горячей воды, ГДж.

После расчета основных технико-экономических показателей необходимо составить их сводную таблицу по аналогии с табл. 2.6.

Таблица 2.6

Основные технико-экономические показатели работы
энергохозяйства предприятия

№ п/п	Наименование	Обозначение	Вариант	
			С учетом ВЭР	Без учета ВЭР
1	Годовое потребление электроэнергии, кВтч	\mathcal{E}_{Σ}		
2	Годовой расход топлива, т у. т./год	B_{Σ}		
3	Годовой расход тепла на отопление, гКал/год	Q_g		
4	Годовой расход тепла на вентиляцию, гКал/год	Q_v		
5	Годовой расход тепла на горячее водоснабжение, гКал/год	$Q_{гв}$		

Окончание табл. 2.6

№ п/п	Наименование	Обозначение	Вариант	
			С учетом ВЭР	Без учета ВЭР
6	Годовой расход теплоты на технологические нужды, гКал/год	Q_T		
7	Суммарный годовой расход теплоты по предприятию, гКал/год	Q_{Σ}		
8	Годовая потребность предприятия в сжатом воздухе, м ³ /год	L		
9	Годовой расход горячей воды по предприятию, м ³ /год	$G_{ив}$		
10	Общая численность персонала, обслуживающего энергохозяйство предприятия, чел	$n_{ср}$		
11	Энергетическая составляющая затрат на производство и реализацию продукции, тыс. руб./год	S_{Σ}		
12	Приведенные затраты, тыс. руб.	Z		
13	Энерговооруженность труда, т у. т./чел.	$\beta_{\Sigma T}$		
14	Электровооруженность труда, кВт·ч/год	$\beta_{\Sigma \text{элT}}$		
15	Энергоемкость продукции, т у. т./ед. прод.	$\beta_{\Sigma \text{пр}}$		
16	Электроемкость продукции, кВт·ч/ед. прод.	$\beta_{\Sigma \text{элпр}}$		
17	Теплоемкость продукции, гДж/ед. прод.	$\beta_{\Sigma \text{гнт}}$		

2.10. Расчет сетевого графика капитального ремонта теплопункта

Для составления сетевого графика на проведение капитального ремонта оборудования и теплопроводов в теплопункте дана следующая дефектная ведомость (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Дефектная ведомость по проведению капитального ремонта оборудования и теплопроводов в теплопункте

Наименование работы	Ед. изм.	Кол-во	Трудозатраты, чел.-ч; чел.-дн.	Кол-во чел.	Разряд работ
1. Снять для ревизии и поставить после ревизии диафрагму Ду = 100 на паропроводе (п-п) 16 ати	шт.	1	$0,3N_B$	2	IV-V
2. Вскрыть для ревизии и закрыть после ревизии регулирующий клапан п-п 16 ати Ду = 80	шт.	1	$0,6N_B$	2	IV-V
3. Снять, отревизировать, отрегулировать на стенде и поставить предохранительные клапаны Ду = 50 на п-п 17 ати	шт.	5	$1,2N_B$	2	IV-V
4. Заменить дренажный вентиль Ду = 32 на п-п 16 ати	шт.	1	$0,05N_B$	1	IV
5. Вскрыть для ревизии и закрыть после ревизии арматуру п-п 17 ати. Набить сальники, смазать штоки, прогнать резьбу на штоках: вентили Ду = 100, Ру = 40	шт.	2	$0,6N_B$	2	IV.V
6. Снять для ревизии и поставить после ревизии регулирующий клапан п-п 2 ати Ду = 50	шт.	1	$0,1N_B$	1	IV
7. Снять, отревизировать, отрегулировать на стенде и поставить предохранительные клапаны Ду = 50 на п-п 12 ати	шт.	2	$0,3N_B$	2	IV-V
8. Заменить вентиль Ду = 50 на шунте п-п 12 ати	шт.	1	$0,05N_B$	1	IV
9. Вскрыть для ревизии и закрыть после ревизии вентиль Ду = 50 на п-п 12 ати Ру = 40	шт.	2	$0,5N_B$	1	V
10. Вскрыть для ревизии и закрыть после ревизии регулирующий клапан п-п 4 ати Ду = 80	шт.	1	$0,5N_B$	1	IV

Продолжение табл. 2.7

Наименование работы	Ед. изм.	Кол-во	Трудозатраты, чел.-ч; чел.-дн.	Кол-во чел.	Разряд работ
11. Снять для ревизии и поставить после ревизии диафрагму п-п 4,5 ати Ду = 150	шт.	1	0,3N _в	2	IV-V
12. Заменить вентиль Ду = 32 на конденсатоотводчике с п-п 4,5 ати	шт.	3	0,15N _в	1	IV
13. Заменить конденсатный горшок с п-п 4,5 ати	шт.	1	0,15N _в	1	IV
14. Снять и отревидировать, отрегулировать на стенде предохранительные клапаны на п-п 4,5 ати	шт.	3	0,6N _в	2	IV-V
15. Вскрыть для внутреннего осмотра и закрыть после осмотра первый и второй расширители	шт.	2	1,2N _в	2	IV-V
16. Вскрыть, почистить, помыть, обсушить и произвести гидравлическое испытание теплообменника = 150 м ² ; закрыть теплообменник	шт.	1	5,4N _в	3	III-IV-V
17. Снять, отревизировать, отрегулировать и поставить предохранительные клапаны на расширителях, теплообменнике и конденсационных емкостях	шт.	5	0,6N _в	2	IV-V
18. Вскрыть, отревизировать, закрыть арматуру на конденсационном хозяйстве. Набить сальники, прогнать резьбу на штоках: вентили задвижки Ду = 80, Ду = 70, Ду = 50, Ду = 150, Ду = 125, Ду = 100	шт.	22	3,6N _в	2	III-V

Наименование работы	Ед. изм.	Кол-во	Трудозатраты, чел.-ч; чел.-дн.	Кол-во чел.	Разряд работ
19. Заменить трубопровод промышленной воды с теплообменника в канализацию	м.п.	4	N_B	3	IV-V
20. Заменить трубопровод с емкостей в канализацию	м.п.	6	$0,6N_B$	2	IV-V

Примечание: для вариантов 1–5 трудозатраты измеряются в чел.-дн. для остальных вариантов – в чел.-ч.

По данным дефектной ведомости строится сетевой график ремонта. Информацию о каждой работе целесообразно предоставлять как показано на рис. 2.1.

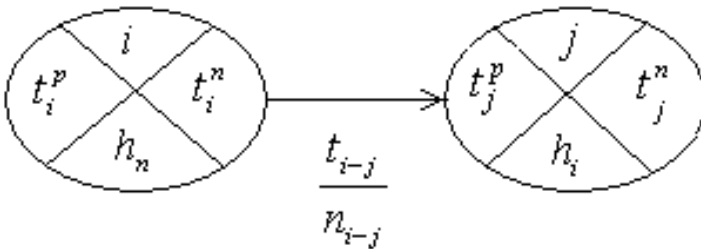


Рис. 2.1. Информация о работе:

t_{i-j} – продолжительность работы, например, в днях; i, j – номер данного события; t_i^p, t_j^p – ранний срок свершения данного события; t_i^n, t_j^n – поздний срок свершения данного события; h_n, h_i – номер предшествующего события, от которого велся отсчет при определении раннего срока свершения данного события;

n_{i-j} – количество рабочих, выполняющих данную работу

Расчет параметров сетевого графика должен быть оформлен в виде табл. 2.8.

Таблица 2.8

Расчет сетевого графика

Код работы i, j	Продолжительность работы, t_{i-j}	t_{i-j}^{PH}	t_{i-j}^{PO}	t_{i-j}^{PH}	t_{i-j}^{PO}	R_{i-j}	r_{i-j}

Расчет параметров сетевого графика производится в соответствии со следующими формулами:

1. Ранний срок свершения события

$$t_j^P = \max(t_i^P + t_{i-j}^P). \quad (2.41)$$

2. Поздний срок свершения событий

$$t_i^N = \min(t_j^P + t_{i-j}^P). \quad (2.42)$$

3. Ранний срок начала работы

$$t_{i-j}^{PH} = t_i^P. \quad (2.43)$$

4. Ранний срок окончания работы

$$t_{i-j}^{PO} = t_{i-j}^{PH} + t_{i-j}, \quad (2.44)$$

5. Поздний срок начала работы

$$t_{i-j}^{PH} = t_{i-j}^{PO} - t_{i-j}, \quad (2.45)$$

6. Поздний срок окончания работы

$$t_{i-j}^{PO} = t_j^N, \quad (2.46)$$

7. Полный резерв времени работы

$$R_{i-j} = t_{i-j}^{\text{III}} - t_{i-j}^{\text{PO}}, \quad (2.47)$$

8. Свободный резерв времени работы

$$r_{i-j} = t_j^P - t_i^P - t_{i-j}. \quad (2.48)$$

После расчета сетевой модели производится построение графика движения рабочей силы, который позволяет определить численность бригады ремонтников и количество персонала с учетом его квалификации на каждый день ремонта, т. е. решается задача оптимизации сетевой модели по трудовым ресурсам. Эта задача сводится к составлению такого расписания работ, которое обеспечивает наибольшую равномерность графиков трудовых ресурсов.

Решение этой задачи производится следующим образом. Строится линейная диаграмма, горизонтальную ось которой делят на равные отрезки, количество которых равно числу дней (или часов) критического пути. Вертикальную ось делят на количество отрезков, равное числу работ сетевой модели с учетом фиктивных работ. После этого на линейную диаграмму наносятся все работы сетевого графика в виде линий, изображенных в масштабе времени. Фиктивные работы изображаются в виде точек.

При этом должны соблюдаться следующие правила:

а) все работы должны быть размещены на линейной диаграмме в положении наиболее раннего начала времени;

б) построение линейной диаграммы начинается снизу вверх, в порядке возрастания номеров начальных событий работ. При этом, если из события выходит несколько работ, то они располагаются в порядке возрастания полных резервов времени.

Работы на линейной диаграмме имеют ту же нумерацию, что и на сетевом графике. Над каждой работой указывается численность персонала для ее выполнения.

По линейной диаграмме подсчитывается ежедневная суммарная численность исполнителей, которая записывается по соответствующим дням в горизонтальной строке под линейной диаграммой. По

результатам изменений численности строится график потребности трудовых ресурсов.

После проведения оптимизации сетевого графика методом сдвига работ на основании дефектной ведомости необходимо определить фактические трудозатраты и заработную плату ремонтных рабочих.

Расчет заработной платы ведется по каждой работе с учетом норм времени и квалификации исполнителей:

$$\Phi_i = \sum_{j=1}^m H_i T_j n, \quad (2.49)$$

где m – количество квалификационных групп для выполнения i -й работы;

H_i – норма времени на выполнение i -й работы, ч;

T_j – часовая тарифная ставка j -го рабочего, руб./ч;

n – количество рабочих j -го разряда и профессии, чел.;

Данные для расчета приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Данные для расчета

№ варианта	Годовой план производства (машины), тыс. шт.	Объем помещения, млн м ³	Расход пара	
			Д ₁₃ ^T	Д ₁₃ ^T
1	30	2	30	10
2	35	2,5	35	10
3	40	3	40	11
4	45	3,5	45	11
5	50	4	50	12
6	55	4,5	55	12
7	60	5	60	13
8	65	5,5	65	13
9	70	6	70	14
10	75	6,5	75	14
11	80	7	80	14
12	85	7,5	85	15
13	90	8	90	15
14	95	8,5	95	15
15	100	9	100	15

Окончание табл. 2.9

№ варианта	Годовой план производства (машины), тыс. шт.	Объем помещения, млн м ³	Расход пара	
			Д ₁₃ ^T	Д ₁₃ ^T
16	105	9,5	105	16
17	110	10	110	16
18	115	10,5	115	16
18	120	11	120	
20	125	11,5	125	

Полная стоимость электростанции рассчитывается по формуле

$$K_{\text{ст}} = \bar{k}_{\text{ст}} N_{\text{уст}}, \text{ у.е.},$$

где $\bar{k}_{\text{ст}}$ – удельные капиталовложения, у.е./кВт;

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность, кВт.

Распределение затрат на оборудование, %:

теплотехническое оборудование – 65–70;

электромеханическое оборудование – 8–10;

строительная часть и специальные строительные работы – 15–20 %

Распределение затрат по тепломеханическому оборудованию, %:

котлоагрегат – 55;

турбоагрегат – 45;

первый котлоагрегат – 70;

последующий котлоагрегат – 30;

первый турбоагрегат – 60;

Последующий турбоагрегат – 40.

Распределение капиталовложений в электростанции по годам строительства, %:

1 – 15/25;

2 – 25/45;

3 – 35/30;

4 – 25 .

Примечание: числитель – твердое топливо, знаменатель – газомазутное.

ЛИТЕРАТУРА

1. Балабанович, В.К. Совершенствование схем и режимов работы теплофикационных паротурбинных установок / В.К. Балабанович. – Минск: Полибиг, 2001. – 188 с.
2. Зайцев, Н.Л. Экономика организации / Н.Л. Зайцев. – М.: Экзамен, 2000. – 767 с.
3. Падалко, Л.П. Экономика энергетических систем / Л.П. Падалко, Г.Б. Пекелис. – Минск: Вышэйшая школа, 1985. – 336 с.
4. Прузнер, С.Л. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием / С.Л. Прузнер, А.Н. Златопольский, В.Г. Журавлев. – М.: Высшая школа, 1981. – 432 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ВЫБОР СХЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА	3
1.1. Комбинированная схема энергоснабжения	5
1.1.1. Выбор состава основного оборудования на ТЭЦ.....	5
1.1.2. Расчет отпуска теплоты на отопление.....	6
1.1.3. Расчет технологической нагрузки ТЭЦ.....	7
1.1.4. Расчет капиталовложений	9
1.1.5. Определение годового расхода топлива	12
1.2. Раздельная схема	15
1.2.1. Капиталовложения и годовые эксплуатационные издержки КЭС	16
1.2.2. Котельная	18
1.3. Капиталовложения в котельную	18
1.4. Техничко-экономические показатели	21
1.4.1. Комбинированная схема	21
1.4.2. Раздельная схема	23
1.5. Расчет показателей использования основных фондов.....	26
1.6. Экономические показатели энергосистемы.....	27
1.7. Показатели использования оборотных фондов в энергосистеме	29
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	30
2. РАСЧЕТ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	44
2.1. Расчет потребности предприятия в электроэнергии	44
2.2. Расчет потребности предприятия в топливе	45
2.3. Потребность завода в тепловой энергии (на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические нужды)	46
2.4. Расчет потребности предприятия в сжатом воздухе и в воде	49
2.5. Вторичные энергоресурсы	50
2.6. Топливно-энергетический баланс предприятия	50
2.7. Расчет энергетической составляющей себестоимости	51
2.8. Определение приведенных затрат и срока окупаемости капитальных вложений для двух вариантов расчета	55
2.9. Основные технико-экономические показатели работы энергохозяйства предприятия	57
2.10. Расчет сетевого графика капитального ремонта теплопункта	59
ЛИТЕРАТУРА.....	67

Учебное издание

НАГОРНОВ Виктор Николаевич
БОКУН Иван Антонович

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Методическое пособие
по выполнению курсовой работы
для студентов специальностей
1-43 01 04 «Тепловые электрические станции»,
1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика»

Редактор Е.О. Коржуева
Компьютерная верстка Д.А. Исаева

Подписано в печать 13.10.2011.
Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.
Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.
Усл. печ. л. 3,95. Уч.-изд. л. 3,09. Тираж 100. Заказ 837.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Белорусский национальный технический университет.
ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009.
Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.