МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра ЭОП

**Курсовая работа**

**по курсу «Организация производства**

**на предприятиях отрасли»**

на тему:

**« Организационно-экономическое обоснование схемы энергоснабжения потребителя»**

Выполнила: Ахметшина Л.Ф.

Группа: ЗЭКПс-1-07

Вариант: № 5

Проверила: Шацких З.В.

КАЗАНЬ 2010

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

1. Тепловая нагрузка промышленного района

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| А. Производственные  параметры | | Б. Пар отопительных параметров | | | | | |
| Годовой ра­с­­ход тепла на техноло­гические ну­жды | Максимум технологи-ческой нагрузки | Годовой рас­ход тепла на технологи-ческие нужды | Максимум тепловой технологи-ческой нагрузки | Годовой ра­сход тепла на ком­на­тно-бы­товые нужды | Максимум ком­натно-бы­товых нужд | Годовой рас­ход те­ла на отопле-ние | Максимум отопитель-ной наг­руз­ки |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 2582 | 360,6 | 28,9 | 4,2 | 316,1 | 92,1 | 1422,7 | 580,6 |

2. Условия топливосжигания и водоснабжения – благоприятные.

3. Расположение промышленного района – Татарстан.

4. Вид сжигаемого топлива – газ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

3

Оглавление…………………………………………………………………….

4

Введение………………………………………………………………………..

6

***1. Технико-экономический выбор турбин и котлоагрегатов***…………..

1.1. Технико-экономический выбор турбин и котлоагрегатов

6

для комбинированной схемы энергоснабжения………………………..

1.2. Технико-экономический выбор турбин и котлоагрегатов

10



для раздельной схемы энергоснабжения………………………………..

***2. Расчет капитальных вложений при комбинированной и***

11



***раздельной схемах энергоснабжения***……………………………………

2.1. Расчет капитальных вложений при комбинированной схеме

энергоснабжения………………………………………………………….

11



2.2. Расчет капитальных вложений при раздельной схеме

12



энергоснабжения………………………………………………………….

***3. Расчет эксплуатационных затрат при комбинированной и***

14



***раздельной схемах энергоснабжения***……………………………………

3.1. Расчет эксплуатационных затрат при комбинированной схеме

14



энергоснабжения………………………………………………………….

3.1.1. Расчет эксплуатационных затрат на ТЭЦ……………………………..

14



3.1.2. Расчет эксплуатационных затрат в пиковую котельную…………….

20



19



3.1.3. Эксплуатационные затраты на транспорт тепла……………………...

20



3.1.4. Эксплуатационные затраты на транспорт электрической энергии….

3.2. Расчет эксплуатационных затрат при раздельной схеме

21



энергоснабжения………………………………………………………….

3.2.1. Расчет эксплуатационных затрат на КЭС…………………………….

21



3.2.2. Эксплуатационные затраты на районной и промышленной

24



котельной……………………………………………………………….

25



3.2.3. Эксплуатационные затраты на транспорт тепла……………………..

26



3.2.4. Эксплуатационные затраты на транспорт электрической энергии…

Заключение……………………………………………………………………….27

28



Список использованных источников………………………………………..

ВВЕДЕНИЕ

Топливно-энергетический комплекс России оказывает определяющее влияние на функционирование и развитие экономики страны. Это обусловлено не только значимостью ТЭК как инфраструктурного фактора обеспечения жизнедеятельности общества, но и его существенным влиянием на финансово-экономическую деятельность производительных сил страны и государства в целом. Такое положение ТЭК в большой мере предопределяется наличием в России богатых природных топливно-энергетических ресурсов и его крупным производственным потенциалом.

Ведущее место в покрытии потребности страны в тепле занимает централизованное теплоснабжение, которое осуществляется от районных и промышленных теплоэлектроцентралей, котельных, а также от крупных отопительных котельных мощностью от 83,7 ГДж в сутки и более.

В хозяйственном отношении электростанции и электрические сети являются самостоятельными структурными подразделениями, но при выборе режима распределения электрических нагрузок они подчиняются энергосистеме. Основной целью энергосистемы является бесперебойное снабжение потребителей энергией требуемого качества при условии максимальной экономичности. Нагрузка энергосистемы, заданная ей по плану в соответствии с графиком электрических нагрузок, должна быть распределена между электростанциями таким образом, чтобы достигался максимум экономичности энергосистемы в целом.

В данной курсовой работе производится выбор оптимальной схемы энергоснабжения некоторого промышленного региона. Целью работы является сравнение двух схем энергоснабжения – комбинированной, когда тепло и электроэнергия подаются от теплоэлектроцентрали и раздельной, когда тепло подается от котельной, а электроэнергия – от конденсационной электростанции.

Основной задачей в области теплофикации и централизованного теплоснабжения является технико-экономическое обоснование схемы энергоснабжения района, при решении которой вариант сооружения ТЭЦ общего пользования, где электрическая и тепловая энергия вырабатываются комбинированным методом, сравнивается с вариантом получения электрической и тепловой энергии от раздельных источников: электрической энергии от КЭС и теплоты от котельных. В этом случае ТЭЦ в части производства электроэнергии замещается КЭС. По тепловой энергии ТЭЦ замещают котельные различного назначения: районные, квартальные или промышленные с современным оборудованием.

При сравнении вариантов теплоэлектроцентрали и схемы раздельного энергоснабжения необходимо определить текущие затраты на топливо, ремонт, заработную плату, амортизацию и прочие расходы

1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ВЫБОР ТУРБИН

И КОТЛОАГРЕГАТОВ

**1.1. Технико-экономический выбор турбин и котлоагрегатов**

**для комбинированной схемы энергоснабжения**

Основой для выбора турбин и котлов является заданная тепловая нагрузка района. Исходные данные для расчета приведены на странице 2. В комбинированной схеме при установке ТЭЦ вся тепловая нагрузка, за исключением отопительной, покрывается из отборов теплофикационных турбин. Отопительная нагрузка покрывается из двух источников – отборов турбин и специальной пиковой котельной. Доля тепла на отопление из отборов турбин определяется коэффициентом теплофикации:



где  отопительная нагрузка из отборов турбин, Гкал/час

 общая отопительная нагрузка из отборов турбин и пиковой котельной, Гкал/час.

При неблагоприятных условиях топливосжигания и водоснабжения принимается значение коэффициента теплофикации:



при благоприятных условиях принимаются:



Таким образом, из отборов турбин покрывается следующая нагрузка:

а) , Гкал/час

б) , Гкал/час

где  и  часовые максимумы тепловой нагрузки из отборов турбин по пару производственных и отопительных параметров, Гкал/час,

; ; ; часовые максимумы отдельных видов нагрузок промышленных районов, Гкал/час.

Поскольку мощность отборов турбин (табл.1, П-1) задана в тоннах (т) пара, целесообразно перейти от Гкал к тоннам пара, используя следующие приближенные соотношения:

, т/час;

, т/час;

, т/час;

, т/час.

Определяем часовые расходы пара из отборов турбин по пару производственных и отопительных параметров, соответственно:

т/час;

 т/час

По выявленной тепловой нагрузке отборов турбин подбираем тип (ПТ, Т, Р) и количество () турбин (табл.1, П-1), руководствуясь следующими правилами:

1. Единичная мощность турбин должна быть возможно большой.
2. Начальные параметры пара всех турбин должны быть одинаковыми.

Сначала подбираем турбины, покрывающие тепловую нагрузку производственных параметров (), то есть турбины типа ПТ с двумя отборами пара производственных и отопительных параметров. Выбираем тип турбины: ПТ-80-130. Их двух отборов в первую очередь максимально загружается отбор пара производственных параметров   т/час, а по нему определяем возможный отбор пара отопительных параметров,  т/час.

Суммарный возможный отбор пара отопительных параметров от турбин типа ПТ составит:  т/час. Тогда для покрытия оставшейся нагрузки отборов по пару отопительных параметров ( т/час) необходимо установить турбины типа Т с одним отбором отопительных параметров.

Выбираем турбину . Количество таких турбин () определяется как:



где максимальный часовой отбор пара отопительных параметров для турбин типа Т (табл.1; П-1).

После выбора всех турбин производим проверку коэффициента теплофикации, величина которого ранее выбиралась в заданных пределах. Фактический (или расчетный) коэффициент теплофикации определяется как:



где , т/час

*D*П

**

**

**

[т/час]

[т/час]

Рис.1. Зависимость возможного отбора пара производственных

параметров от величины отбора пара отопительных параметров

для турбины типа ПТ

**Определение мощности пиковой котельной**

Мощность пиковой котельной, необходимой для покрытия отопительной нагрузки, помимо отборов турбин, составит:

Гкал/час

Используя зависимость между часовым и годовым коэффициентом теплофикации (рис.2; П-1), определяется годовой коэффициент теплофикации (), а затем и годовой отпуск тепла на отопление:

а) годовой отпуск тепла на отопление из отборов:

 тГкал/год

б) годовой отпуск тепла на отопление из пиковой котельной:

 тГкал/год

**Выбор энергетических котлов**

По расходам пара на выбранные турбины с учетом 2 – 3% потерь определяем суммарную паропроизводительность котельной ТЭЦ (), тип и число котлоагрегатов (табл.2; П-1):

, т/час;

, т/час

Правила выбора котлов следующие:

1. Параметры пара котлов должны соответствовать начальным параметрам пара турбин.
2. Котлы должны быть по возможности однотипными.

Выбираем тип котлоагрегата Е-420/140Гм с паропроизводительностью  т/час.

Число котлоагрегатов определяется по формуле:





Здесь паропроизводительность одного котла, т/час; число котлов; сумма максимальных расходов пара теплофикационных турбин ТЭЦ (табл.1; П-1).

При отключении одного котла должна полностью обеспечиваться вся внешняя тепловая нагрузка ТЭЦ, то есть:







**Определение мощности электроподстанций**

**и линий электропередач**

Определение мощности электроподстанций и линии электропередач, связывающей ТЭЦ с энергосистемой, принимаем равной 40 – 60% мощности проектируемой ТЭЦ, т.к. ТЭЦ обычно располагается в самом промышленном районе, где потребляется значительная часть вырабатываемой электроэнергии.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ равна сумме номинальных мощностей выбранных турбин:

, МВт

, МВт

Мощность электроподстанции и линии электропередач:

, МВт

**Определение длины линий электропередач**

Длина линий электропередач принимается согласно её мощности (табл.3; П-1). Так как передаваемая мощность осуществляется на 2 цепи, то:

, МВт

 км, руб./км, руб./МВт.

**Определение мощности тепловых сетей**

Мощность тепловых сетей в данном расчете принимается равной суммарной тепловой нагрузке района:

 Гкал/час

**1.2. Технико-экономический выбор турбин и котлоагрегатов**

**для раздельной схемы энергоснабжения**

Конденсационная электростанция (КЭС) обычно располагается вне промышленного района, параметры оборудования на ней определяются нагрузками нескольких районов**.** Поэтому из условия экономичности в качестве проектируемой КЭС выбираем одну из крупных современных КЭС в блочной компоновке К-210-130, к установке на ней принимаем четыре крупных агрегатов.

Установленная электрическая мощность КЭС:

, МВт

где номинальная электрическая мощность блока, МВт; число блоков на КЭС. Часть мощности проектируемой КЭС предназначена для электроснабжения рассматриваемого района, замещая по электрической мощности и энергии ТЭЦ.

**Определение мощности промышленной**

**и районной отопительной котельных**

Теплоснабжение в раздельной схеме осуществляется от котельных:

*промышленной* – мощность равна  Гкал/час и *районной отопительной* – мощность равна  Гкал/час.

Мощность подстанции и линии электропередач выбирается из условия передачи в район полезной электрической нагрузки в размере полезной нагрузки, которую может отпустить замещаемая ТЭЦ. С учетом в потерях электроэнергии на собственные нужды и в электрических сетях для раздельной и комбинированной схем энергоснабжения эта полезноотпускаемая мощность (и, следовательно, мощность линии электропередач) принимается равной:

 МВт.

Так как на 2 цепи, то:

, МВт.

Длину линии электропередач определяем по таблице 3 П-1 в соответствии с её мощностью: км,  руб./км,  руб./МВт.

Мощность тепловых сетей принимаем равной суммарной тепловой нагрузке района:

 Гкал/час

2. РАСЧЕТ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ПРИ КОМБИНИРОВАННОЙ И РАЗДЕЛЬНОЙ СХЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Капитальные вложения рассчитываются по укрупненным показателям.

**2.1. Расчет капитальных вложений при комбинированной**

**схеме энергоснабжения**

Общие капитальные вложения при комбинированной схеме  определяются следующим образом:

 млн. руб.

Капитальные вложения в ТЭЦ:



 млн. руб.

где ,капиталовложения в первый турбоагрегат типа ПТ и в первый котлоагрегат, соответственно, руб.;

, , капиталовложения в последующие турбоагрегаты типа Т, типа ПТ и котлоагрегат, соответственно, руб.;

коэффициент, учитывающий район расположения ТЭЦ;

 коэффициент, учитывающий вид используемого топлива.

Капитальные вложения в пиковую котельную указаны в таблице 4, П-1. Поскольку Гкал/час, то выбираем 2 водогрейный котел ПТВМ-180. Определяем по таблице вложения в пиковую котельную млн. руб.

Капитальные вложения в тепловые сети рассчитываем по следующей формуле:



 млн. руб.

где руб./Гкал/час – удельные капитальные вложения в тепловые сети для пара отопительных параметров;

 руб./Гкал/час – удельные капитальные вложения в тепловые сети для пара производственных параметров;

Капитальные вложения в линии электропередач рассчитываем по формуле:

млн. руб.

где удельные капитальные затраты в подстанции, руб./МВт;

передаваемая мощность (мощность линии электропередач), МВт;

капитальные вложения на километр длины линии, руб./км;

длина линии электропередач, км.

Данные указаны в таблице 3 П-1.

**2.2. Расчет капитальных вложений при раздельной**

**схеме энергоснабжения**

Общие капитальные вложения при раздельной схеме  определяются следующим образом:

млн. руб.

Капитальные вложения в КЭС рассчитываем по следующей формуле:

 млн. руб.

где капитальные вложения в первый блок, руб.;

капитальные вложения в последующие блоки, руб.;

число блоков на КЭС.

Исходные данные для расчета  указаны в таблице 5, П-1.

Капитальные вложения в районную и промышленную котельные рассчитываем по следующей формуле:



 руб.

где удельные капитальные вложения в районную котельную, руб./Гкал/час;

 удельные капитальные вложения в промышленную котельную, руб./т пара/час

Данные указаны в таблице 6 П-1.

Капитальные вложения в тепловые сети определяем по формуле:



 млн. руб.

где  руб./Гкал/час – удельные капитальные вложения в тепловые сети для пара отопительных параметров;

 руб./Гкал/час – удельные капитальные вложения в тепловые сети для пара производственных параметров.

Капитальные вложения в линии электропередач рассчитываем по следующей формуле:

 млн. руб.

где удельные капитальные затраты в подстанции, руб./МВт;

передаваемая мощность (мощность линии электропередач), МВт;

капитальные вложения на километр длины линии, руб./км;

длина линии электропередач, км.

Данные указаны в таблице 3 П-1.

3. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

ПРИ КОМБИНИРОВАННОЙ И РАЗДЕЛЬНОЙ

СХЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

**3.1. Расчет эксплуатационных затрат при комбинированной**

**схеме энергоснабжения**

Эксплуатационные затраты при комбинированной схеме энергоснабжения включают в себя затраты на ТЭЦ (*S*ТЭЦ), затраты в пиковую котельную (*S*ПК), затраты на транспорт тепла (*S*ТС), затраты на транспорт электрической энергии (*S*ЛЭП) и могут быть определены по следующему выражению:

****руб./год.

**3.1.1. Расчет эксплуатационных затрат на ТЭЦ**

При укрупненных расчетах эксплуатационные затраты на ТЭЦ складываются из пяти основных элементов:

****млн. руб./год,

где,  затраты на топливо, руб./год;

 амортизационные отчисления, руб./год;

затраты на текущий ремонт, руб./год;

 затраты на заработную плату эксплуатационного персонала, руб./год;

 прочие расходы, руб./год;

**Расчет затрат на топливо**

Затраты на топливо рассчитываются по формуле:

 млн. руб./год;

где годовой расход натурального топлива на ТЭЦ, тнт/год

потери топлива в пределах норм естественной убыли (0,5 - 1,0 %);

цена топлива на станции назначения, руб./тнт

Цену топлива  принимаем равной .

Годовой расход натурального топлива на ТЭЦ:

 тнт/год

Здесь годовой расход условного топлива, тут/год;

7000 – теплота сгорания условного топлива, ккал/кг;

теплота сгорании натурального топлива, ккал/кг.

 для газа 8330 ккал/тм3;

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ определяется по следующей формуле:

, тут/год

Здесь  и годовые расходы топлива для турбин типа Т и турбин типа ПТ, соответственно, тут/год.

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ определяется по топливным характеристикам (табл. 7, П-1). Общий вид топливных характеристик:

для турбин типа Т:



 тут/год,

для турбин типа ПТ:

тут/год,

где коэффициенты, характерные для данного типа турбин (табл. 7, П-1);

число часов работы турбоагрегатов в течение года, час/год;

годовая выработка электроэнергии турбоагрегатом, МВт ч/год;

 и годовые отборы пара отопительных и производственных параметров, соответственно, т/год;

 приближенно принимается в пределах  час/год,

Для турбин Т:

 т пара/год,

Здесь число часов использования максимальных отопительных отборов за год,

час/год;

 час/год

Для турбин типа ПТ:

 т пара/год;

 т пара/год;

Здесь число часов использования максимального производственного отбора за год, час/год;

 час/год

Для определения годовой выработки электроэнергии (Э) отдельными турбоагрегатами ТЭЦ необходимо иметь суточные графики электрической нагрузки ТЭЦ. В настоящем расчете приближенно задается один график электрической нагрузки ТЭЦ для зимних суток (обычно используется 24 суточных графика за год). График приведен ниже на рис.2

80



100

90

8

24

Рис.2 Суточный график электрической нагрузки ТЭЦ

По оси абсцисс – время суток (в часах), по оси ординат – нагрузка турбоагрегата в % от его максимальной нагрузки (*Р*). Площадь под суточным графиком дает суточную выработку электроэнергии турбоагрегата (Эсутт, Эсутпт).





Коэффициенты, учитывающие неравномерность выработки электроэнергии по суткам года.

,

 ,

где m – число суток в году (365);

,  коэффициенты, учитывающие неравномерность выработки электроэнергии по суткам года.

Значение коэффициентов принимается следующим образом:





где число часов в году (8760).

Для проверки правильности расчета годовой выработки электроэнергии турбоагрегатами определяем числа часов использования мощности турбоагрегатов:

 час/год;

 час/год;

При этом должно быть

, 3732,9> 3688 и , 8300 > 7568,64 > 7162,8

Эти условия выполняются.

Годовая выработка электроэнергии турбоагрегатами определяется из выражения:

 МВт∙ч/год

Число часов использования максимальной мощности ТЭЦ:

 час/год

должно лежать в пределах 5000 – 6500 час/год. Это условие также выполняется.

Годовой расход топлива на ТЭЦ распределяется на топливо, затраченное на выработку тепла, и топливо, затраченное на выработку электроэнергии по физическому (балансовому) методу. Это значит, что годовой расход топлива на выработку тепла на ТЭЦ  приравнивается к годовому расходу топлива на выработку того же тепла в котельной и может быть рассчитан следующим образом:

 тут/год

где ,годовой расход топлива на выработку тепла турбоагрегатами типа Т и турбинами типа ПТ, соответственно, тут/год.

Для турбин типа Т: 

 тут/год

Для турбин типа ПТ: 



тут/год

Годовой расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ определяется как:

 тут/год

Для проверки правильности расчетов годовых расходов топлива необходимо определить удельные расходы топлива на выработку тепла () и электроэнергии ():

  кг ут/Гкал

 г ут/кВт∙ч

При правильных расчётах:





Эти условия выполняются.

**Расчет амортизационных отчислений**

Затраты на амортизацию рассчитываем по формуле:

 млн. руб./год,

где средневзвешенная норма амортизации; для ТЭЦ = 0,085, 1/год;

КТЭЦ – капитальные вложения в ТЭЦ, руб.

**Расчет затрат на текущий ремонт**

Затраты на текущий ремонт в приближенных расчетах принимаем равными 

 млн. руб./год

**Расчет затрат на заработную плату**

Затраты на основную и дополнительную заработную плату с начислениями в фонд социального страхования эксплуатационного персонала (т.е. без учета ремонтного и административно-управленческого персонала ТЭЦ) рассчитываем приближенно:

 млн. руб./год.

здесь количество эксплуатационного персонала, чел;

Ф – годовой фонд заработной платы одного человека, руб./чел∙год.

Количество эксплуатационного персонала рассчитываем по следующей формуле:

 чел.

где штатный коэффициент, чел./МВт (табл.8; П-1);

установленная электрическая мощность ТЭЦ, МВт;

Ф принимаем равным 92000 руб./чел. в год.

**Расчет прочих расходов**

Прочие расходы определяются как доля от суммы амортизационных отчислений, затрат на текущий ремонт и заработную плату:



млн. руб/год

**3.1.2. Расчет эксплуатационных затрат в пиковую котельную**

В состав ТЭЦ входит пиковая котельная. При определении годовых эксплуатационных расходов в комбинированную схему необходимо рассчитать эксплуатационные затраты (или себестоимость производства тепла) на пиковой котельной по формуле:

**** млн. руб./год,

где затраты на топливо в пиковой котельной, руб./год рассчитаем по формуле:

 млн. руб./год,

 тнт/год,

 тут/год.

где годовая выработка тепла в пиковой котельной, Гкал/год;

амортизационные отчисления и затраты на текущий ремонт определяем по следующей формуле:

 млн. руб./год

Здесь норма отчислений на амортизацию и текущий ремонт, %. ;

затраты на заработную плату, руб./год рассчитываем по следующей формуле:

 млн. руб./год





Здесь штатный коэффициент котельной, чел./Гкал/час (табл. 9 П-1).

мощность пиковой котельной, Гкал/час; (раздел II);

годовой фонд заработной платы на одного работающего в пиковой котельной, руб./год∙чел., принимается равным 72000 руб./год∙чел.

прочие затраты, руб./год, рассчитываем по формуле:

 млн. руб./год,

коэффициент прочих расходов (принимается в пределах ).

**3.1.3. Эксплуатационные затраты на транспорт тепла**

Эксплуатационные затраты на транспорт тепла принимаем условно и рассчитываем по формуле:

 млн. руб./год,

где капитальные затраты в тепловые сети, руб.

**3.1.4. Эксплуатационные затраты на транспорт электрической энергии**

Эксплуатационные затраты на транспорт электрической энергии приближеннорассчитываем по формуле:

 млн. руб./год,

Здесь  - капитальные вложения в линии электропередач,

коэффициент для приближенного определения ежегодных расходов, зависящий от параметров ЛЭП (принимается в пределах 5-7%).

**3.2. Расчет эксплуатационных затрат**

**при раздельной схеме энергоснабжения**

Эксплуатационные затраты при раздельной схеме энергоснабжения включают в себя затраты на КЭС (*S*КЭС), эксплуатационные затраты на районной и промышленной котельной (*S*РК, *S*ПК), затраты на транспорт тепла (*S*ТС), затраты на транспорт электрической энергии (*S*ЛЭП ) и определяются по следующему выражению:

млн. руб./год

**3.2.1. Расчет эксплуатационных затрат на КЭС**

При укрупненных расчетах эксплуатационные затраты на КЭС складываются из пяти основных элементов:

млн. руб./год

где затраты на топливо, руб./год;

амортизационные отчисления, руб./год;

затраты на текущий ремонт, руб./год;

затраты на заработную плату эксплуатационного персонала, руб./год;

прочие расходы, руб./год.

**Затраты на топливо**

Затраты на топливо рассчитываем по следующей формуле:

 млн. руб./год

где годовой расчет натурального топлива на КЭС, тнт/год;

цена натурального топлива, руб./тнт;

Цену топлива ЦТ принимаем равной 850 руб./тнт

годовой расход условного топлива на КЭС, тут/год;

теплотворная способность натурального топлива, ккал/кг;

7000 – теплотворная способность условного топлива, ккал/кг.

Годовой расход условного топлива на КЭС:

 тут/год

Здесь годовой расход топлива одним блоком, тут/год.

Для конденсационных турбоагрегатов рассчитывается приближенно так же, как и для теплофикационных агрегатов, по топливным характеристикам (табл. 7; П-2).



тут/год

Годовая выработка электроэнергии на КЭС  определяется в данном расчете приближенно по диспетчерскому суточному зимнему графику электрической нагрузки, рис.3:

0,8



0

0,9

8

16

16

Рис.3. Суточный зимний график электрической нагрузки

Согласно этому графику суточная выработка электроэнергии на КЭС:





где нагрузка КЭС в период времени  МВт. Тогда годовая выработка электроэнергии составит:

 

Здесь *m* – число суток в году (365),

коэффициент, учитывающий неравномерность в выработке электроэнергии на КЭС по суткам года, принимается равным 0,88 – 0,9.

Проверкой правильности расчетов выработки электроэнергии на КЭС является определение числа часов использования установленной мощности:

,

где годовое число часов использования установленной мощности КЭС, час/год;

годовая выработка электроэнергии на КЭС, ;

;

установленная мощность КЭС, МВт;

 должно быть в пределах 6500 – 7500 час/год. Это условие выполняется.

Из расчета расхода топлива по КЭС определяем удельный расход топлива по следующему выражению:

 г ут/кВт∙ч,

где удельный расход топлива, г ут на 1 кВт/ч;

годовая выработка электроэнергии на КЭС, ;

годовой расход условного топлива на КЭС, тут/год;

 должно лежать в пределах 200 – 400 г ут/кВт∙ч

Величины , необходимые для определения затрат на топливо на КЭС, принимаем аналогично расчету для ТЭЦ.

**Расчет амортизационных отчислений**

 млн. руб./год

где капитальные затраты в КЭС, руб.;

 принимается равной 0,084 1/год для КЭС на малозольном твердом топливе, газе и мазуте.

**Расчет затрат на текущий ремонт**

Затраты на текущий ремонт в приближенных расчетах принимаем равными 

 млн. руб./год

**Расчет затрат на заработную плату**

Затраты на основную и дополнительную заработную плату с начислениями в фонд социального страхования эксплуатационного персонала (т.е. без учета ремонтного и административно-управленческого персонала КЭС) рассчитываются приближенно:

 млн. руб./год.

здесь количество эксплуатационного персонала, чел;

Ф – годовой фонд заработной платы одного человека, руб./чел∙год.

Количество эксплуатационного персонала рассчитывается по следующей формуле:

 чел.

где штатный коэффициент, чел./МВт (табл.10; П-1);

установленная электрическая мощность КЭС, МВт;

Ф принимаем равным 92000 руб./чел. в год.

**Расчет прочих расходов**

Прочие расходы определяются как доля от суммы амортизационных отчислений, затрат на текущий ремонт и заработную плату:

 млн. руб./год

**3.2.2. Эксплуатационные затраты на районной**

**и промышленной котельной**

Эксплуатационные затраты на районной и промышленной котельной рассчитываем по тем же формулам, что и для пиковой котельной. Разница заключается в том, что вместо годовой и часовой максимальной годовой выработки тепла в пиковой котельной  нужно подставлять годовую и часовую максимальную выработку тепла в районной и промышленной котельной:

Гкал/год

 Гкал/час

Кроме того, вычисляя годовой расход топлива, учитываем КПД теплообменных аппаратов  котельной:

 тут/год

- принимается в размере 0,98.

годовая выработка тепла в районной и промышленной котельной, Гкал/год;

****  млн.руб./год,

где затраты на топливо в районной и промышленной котельной, руб./год рассчитаем по формуле:

 млн. руб./год,

 тнт/год,

амортизационные отчисления и затраты на текущий ремонт определяем по следующей формуле:

 млн. руб./год

Здесь норма отчислений на амортизацию и текущий ремонт, %. ;

затраты на заработную плату, руб./год рассчитываем по следующей формуле:

 млн. руб./год





Здесь штатный коэффициент котельной, чел./Гкал/час (табл. 9 П-1).

годовой фонд заработной платы на одного работающего в районной и промышленной котельной, руб./год∙чел., принимается равным 72000 руб./год∙чел.

прочие затраты, руб./год, рассчитываем по формуле:

 млн. руб./год,

коэффициент прочих расходов (принимается в пределах ).

**3.2.3. Эксплуатационные затраты на транспорт тепла**

Эксплуатационные затраты на транспорт тепла принимаем условно и рассчитываем по формуле:

 млн. руб./год,

где капитальные затраты в тепловые сети, руб.

**3.2.4. Эксплуатационные затраты на транспорт электрической энергии**

Эксплуатационные затраты на транспорт электрической энергии приближеннорассчитываем по формуле:

 млн. руб./год,

Здесь  - капитальные вложения в линии электропередач,

коэффициент для приближенного определения ежегодных расходов, зависящий от параметров ЛЭП (принимается в пределах 5-7%).

**Заключение.**

В данной курсовой работе мы производили выбор оптимальной схемы энергоснабжения промышленного района .Сравнили две схемы энергоснабжения –комбинированная ,когда тепло и электроэнергия подаются от ТЭЦ и раздельная ,когда тепло подается от котельной ,а электроэнергия –от КЭС.

В ходе расчета производился технико-экономический выбор турбин и котлоагрегатов .Была выбрана турбина типа Т-50/60-130 и ПТ-80-130,котел типа Е-420/140Гм.

Определили мощность пиковой котельной ,мощность электроподстанций,

мощность тепловых сетей ,рассчитали капитальные вложения и эксплуатационные затраты при комбинированной и раздельной схемах энергоснабжения.

В ходе расчета мы получили:

-капитальные вложения при комбинированной схеме энергоснабжения ;

-капитальные вложения при раздельной схеме энергоснабжения;

-эксплуатационные затраты при комбинированной схеме энергоснабжения;

-эксплуатационные затраты при раздельной схеме энергоснабжения.

Итак, делая вывод можно сказать ,что капитальные вложения при раздельной схеме энергоснабжения выше на 1,5 раза ,чем капитальные вложения при комбинированной схеме энергоснабжения;эксплуатационные затраты при раздельной схеме энергоснабжения выше в 2 ,5 раза,чем при комбинированной схеме энергоснабжения.

Можно делать вывод о том,что комбинированная схема энергоснабжения выгоднее раздельной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Переверзев М.П «Организация производства на промышленных предприятиях».-М:ИНФРА-М,2006.
2. Шацких З.В. Методические указания к выполнению курсовой работы по курсу «Организация производства на предприятиях отрасли». Казань, 2003.
3. Шацких З.В. Лекции по курсу «Организация производства на предприятиях отрасли».
4. Фатхутдинов Н.И «Организация производства на предприятиях».Практикум-М.:ИНФРА-М.2001