

Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных

Приказ · № 268 · от 04.10.2005 · Министерство промышленности и энергетики · Утратил силу

ПРИКАЗ

Министерства промышленности и энергетики

Российской Федерации

от 4 октября 2005 г. N 268

Об организации в Министерстве промышленности

и энергетики Российской Федерации работы по утверждению

нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую

и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных

Зарегистрирован Минюстом России 28 октября 2005 г.

Регистрационный N 7117

В целях реализации постановления Правительства Российской Федерации от 16 июня 2004 г. N 284

"Об утверждении Положения о Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации"

(Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 25, ст. 2566; N 38, ст. 3803; 2005, N 5, ст. 390) приказываю:

1. Утвердить прилагаемое Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных.
2. Утвердить прилагаемый Порядок расчета и обоснования нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных.
3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Врио Министра А.Г.Реус

Приложение

П О Л О Ж Е Н И Е

об организации в Министерстве промышленности и энергетики

Российской Федерации работы по утверждению нормативов

удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и

тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных

1. Настоящее Положение определяет порядок рассмотрения и утверждения нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных.
 2. Утверждению в соответствии с настоящим Положением подлежат нормативы удельных расходов топлива на отпуск электрической энергии с шин и тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций, работающих на органическом топливе, и котельных.
 3. Для утверждения нормативов организация до 1 мая года, предшествующему периоду регулирования, представляет в Минпромэнерго России заявление с обосновывающими материалами в соответствии с пунктом 8 настоящего Положения.
 4. Материалы по обоснованию нормативов в день их поступления в Минпромэнерго России подлежат обязательной регистрации в журнале учета документов по нормативам.
- Каждому заявлению, поступившему в Минпромэнерго России, присваивается номер, указывается

время, число, месяц и год поступления, а также проставляется штамп Минпромэнерго России.

5. После регистрации материалы по обоснованию нормативов передаются на рассмотрение в Департамент топливно-энергетического комплекса Минпромэнерго России.

Документы, содержащие коммерческую и служебную тайну, должны иметь соответствующую отметку.

6. Процедура утверждения нормативов проводится путем рассмотрения соответствующих дел.

7. Для организации работы по утверждению нормативов образуется Комиссия по утверждению нормативов (далее - Комиссия), а также определяется уполномоченный по делу из числа сотрудников Департамента топливно-энергетического комплекса Минпромэнерго России.

8. По каждому заявлению организации открывается дело об утверждении нормативов, в которое подшиваются следующие материалы:

- 1) письменное заявление об утверждении нормативов, к которому прилагаются копии учредительных и регистрационных документов, справка налогового органа о постановке на учет;
- 2) документы, обосновывающие значения нормативов, представленных к утверждению, в соответствии с перечнем и требованиями Порядка расчета и обоснования нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных.

Дело содержит опись документов, хранящихся в нем, в которой для каждого документа указываются: его порядковый номер в деле, дата поступления, наименование и реквизиты, количество листов, фамилия, инициалы и подпись работника Минпромэнерго России, внесшего документ в дело.

9. При накоплении в одном деле большого количества документов допускается деление дела на тома. В этом случае на титульном листе тома также указывается порядковый номер тома. Опись документов должна соответствовать фактически находящимся в данном томе документам.

10. В деле об утверждении нормативов производятся записи по следующим графам:

- 1) в графе "Номер документа" проставляется порядковый номер поступившего документа;
- 2) в графе "Дата приема" проставляется дата приема (поступления) документов (в том числе по дополнительному запросу);
- 3) в графе "Поступившие документы" указывается наименование поступившего документа и количество листов;
- 4) в графе "Документы принял" указываются фамилия и инициалы уполномоченного по делу об утверждении нормативов и ставится его подпись;
- 5) в графе "Принятое решение" указываются сведения о результате рассмотрения представленных документов.

11. Уполномоченный по делу в недельный срок с даты регистрации проверяет правильность оформления материалов по нормативам: комплектность; наличие указанных приложений; наличие удостоверяющих реквизитов (подписи, штампа, регистрационного номера, фамилии и номер телефона заявителя), проводит анализ представленных материалов на предмет их соответствия требованиям, указанным в Порядке расчета и обоснования нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных, и направляет организации извещение об открытии дела с указанием должности, фамилии, имени и отчества лица, назначенного уполномоченным по делу, а также даты рассмотрения дела по утверждению нормативов.

12. Минпромэнерго России организует экспертизу материалов, обосновывающих значения нормативов, представленных на утверждение.

13. Срок проведения экспертизы определяется Комиссией в зависимости от трудоемкости экспертных работ и объема представленных материалов, но не должен превышать 30 дней.

14. По результатам экспертизы составляется заключение, которое приобщается к делу об

утверждении нормативов. Экспертные заключения представляются не позднее чем за две недели до даты рассмотрения Комиссией дела об утверждении нормативов.

15. Экспертные заключения помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций должны содержать:

- 1) оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об утверждении нормативов;
- 2) анализ соответствия расчета нормативов и формы представления предложений утвержденным нормативно-методическим документам по вопросам утверждения нормативов;
- 3) расчетные материалы и сводно-аналитические таблицы;
- 4) обосновывающие документы;
- 5) иные сведения.

16. Организации за 2 недели до рассмотрения дела об утверждении нормативов направляется извещение о дате, времени и месте заседания Комиссии и проект протокола Комиссии об утверждении нормативов.

17. Комиссия рассматривает на своих заседаниях представленные организациями материалы по утверждению нормативов, экспертные заключения и выносит решения по вопросу утверждения нормативов.

18. В случае, если представленные материалы по своему объему, содержанию и обоснованности не позволяют сделать заключение по утверждению нормативов, то Комиссия принимает решение о необходимости дополнительной проработки материалов.

19. В течение 5 дней со дня оформления протокола издается приказ Минпромэнерго России об утверждении нормативов, включающий в себя:

- 1) величину утвержденных нормативов;
- 2) дату введения в действие нормативов;
- 3) сроки действия нормативов.

Выписка из приказа с приложением утвержденных нормативов, заверенная печатью Минпромэнерго России, направляется организации.

20. Приказ Минпромэнерго России об утверждении нормативов публикуется на сайте Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации.

Приложение

П О Р Я Д О К

расчета и обоснования нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных

I. Общие положения

1. Нормированию подлежат расходы топлива на:

отпуск электрической энергии с шин и тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций, работающих на органическом топливе;

отпуск тепловой энергии с коллекторов котельных.

2. Нормирование расходов топлива производится для каждой тепловой электростанции (далее - ТЭС).

Нормирование расхода топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов отопительных (производственно-отопительных котельных) организаций жилищно-коммунальной сферы производится с учетом особенностей функционирования данной отрасли.

3. При нормировании удельных расходов топлива применяются понятия исходно-номинального и номинального удельного расхода топлива, норматива удельных расходов топлива.

исх

Под исходно-номинальным удельным расходом топлива (b) понимается удельный расход топлива на

отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фиксированных значениях внешних факторов.

н

Номинальный удельный расход топлива (b) - это удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фактических значениях внешних факторов.

Под нормативом удельных расходов топлива (далее - НУР) понимается максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива на единицу отпускаемой потребителям энергии. Нормативы измеряются в граммах условного топлива на 1 киловатт-час (г/кВт.ч), килограммах условного топлива на одну гигакалорию (кг/Гкал).

4. НУР по организации в целом определяются на основе результатов расчетов этих показателей по ТЭС и котельным.

5. Первичными объектами расчетов НУР на ТЭС с паровыми турбинами являются группы (подгруппы) оборудования. Группой оборудования является совокупность конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара и противодавлением (а для энергоблоков еще и с одинаковой мощностью), а также всех котлов (как пылеугольных, так и газомазутных), обеспечивающих работу данных турбоагрегатов. К подгруппе энергоблоков относится совокупность только пылеугольных или только газомазутных котлов и работающих совместно с ними конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с соответствующим давлением свежего пара и одинаковой мощностью. Подгруппой оборудования с поперечными связями является совокупность конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с одинаковыми параметрами свежего пара и котлов, обеспечивающих работу данных турбоагрегатов и сжигающих только твердое или газомазутное топливо.

Если на общий коллектор свежего пара работают пылеугольные и газомазутные котлы, то подгруппа оборудования с поперечными связями условно считается пылеугольной.

По ТЭС, оборудованных парогазовыми установками (далее - ПГУ) или газотурбинными агрегатами (далее - ГТУ), а также дизельгенераторами (далее - ДГ) расчеты НУР выполняются по каждой единице оборудования.

По отопительной (производственно-отопительной) котельной расчеты НУР производятся в целом по всем генерирующим источникам (за исключением электробойлеров).

6. По паротурбинным и газотурбинным ТЭС установленной электрической мощностью от 10 МВт и более и котельным теплопроизводительностью от 50 Гкал/ч и выше расчеты НУР выполняются на основе нормативно-технической документации (далее - НТД) по топливоиспользованию. Состав НТД по топливоиспользованию и требования к ее разработке приведены в разделе II настоящего Порядка.

По ТЭС мощностью менее 10 Мвт и котельным теплопроизводительностью ниже 50 Гкал/ч, а также в случае временного отсутствия НТД по топливоиспользованию на ТЭС котельных большей мощности, допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных или иных данных. По дизель-генераторам в расчетах НУР используются паспортные, справочные данные и эксплуатационные показатели.

7. При расчете НУР не допускается учитывать перерасходы топлива из-за упущений в эксплуатационном и ремонтном обслуживании оборудования.

8. Выбор состава работающего оборудования и распределение электрических и тепловых нагрузок между электростанциями организации и отдельными агрегатами электростанций должны базироваться на принципах обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и минимизации топливных затрат на отпуск энергии.

9. Расчеты НУР должны выполняться для каждого из месяцев периода регулирования. Показатели в целом за период регулирования рассчитываются по результатам их определения за каждый из

месяцев периода. Объемы выработки электроэнергии и отпуска тепла принимаются в соответствии с энергобалансами.

10. В документы, обосновывающие значение нормативов, представляемых в Минпромэнерго России, включаются:

сводная таблица результатов расчетов нормативов удельных расходов топлива на отпущенные электроэнергию и тепло, подготовленная согласно приложению 1 к настоящему Порядку;
пояснительная записка по ТЭС и котельным, подведомственным организации;
расчеты НУР по каждой ТЭС и котельной на каждый месяц периода регулирования и в целом за расчетный период. При выполнении расчетов удельных расходов топлива на основе НТД по топливоиспользованию в обосновывающем материале должны быть приведены заполненные макеты (входящие в состав НТД по топливоиспользованию) по каждой ТЭС и котельной по каждому из месяцев расчетного периода.

В пояснительной записке должны быть отражены:

прогнозируемые объемы производства энергии с указанием источников их получения;
значения внешних факторов: структура и качество сжигаемого топлива, температура наружного воздуха, температуры воды в источнике водоснабжения;
обоснование состава работающего оборудования, принципов распределения электрических и тепловых нагрузок между ТЭС, между турбоагрегатами ТЭС, между источниками теплоснабжения ТЭС (регулируемые и нерегулируемые отборы, редуционно-охладительные установки (далее - РОУ), пиковые водогрейные котлы (далее - ПВК)).

II. Состав нормативно-технической документации

по топливоиспользованию паротурбинных,
газотурбинных ТЭС и котельных
и требования к ее разработке

11. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию разрабатывается для паротурбинных и газотурбинных ТЭС установленной электрической мощностью от 10 МВт и более и котельных теплопроизводительностью от 50 Гкал/ч и выше.

12. В состав нормативно-технической документации по топливоиспользованию тепловой электростанции входят:

энергетические характеристики котлов каждой из подгрупп оборудования;
энергетические характеристики турбоагрегатов каждой из подгрупп оборудования;
зависимости технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла каждой из подгрупп оборудования;
зависимости абсолютных или удельных затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды каждой из подгрупп оборудования, электростанции в целом;
пояснительная записка по разработке энергетических характеристик оборудования и зависимостей затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды;
графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпускаемые электроэнергию и тепло;
графики минимальных электрических нагрузок каждой теплофикационной подгруппы оборудования;
макеты расчета номинальных показателей оборудования и нормативов удельных расходов топлива;
план организационно-технических мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов, разработанный на основе обязательных энергетических обследований;
отчетные данные о номинальных и фактических удельных расходах топлива за последние 3 года, предшествующих разработке НТД по топливоиспользованию.

Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию котельной включает:

энергетические характеристики каждого типа установленных паровых и водогрейных котлов;
зависимости абсолютных или удельных затрат тепла на собственные нужды;

зависимости затрат мощности на механизмы котельной (дутьевые вентиляторы, дымососы, питательные насосы, сетевые насосы и др.);

пояснительную записку по разработке энергетических характеристик оборудования и зависимостей затрат тепла на собственные нужды;

графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпускаемое тепло;

макет расчета номинальных показателей и нормативов удельных расходов топлива;

план организационно-технических мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов, разработанный на основе обязательных энергетических обследований;

отчетные данные о номинальных и фактических удельных расходах топлива за последние 3 года, предшествующих разработке НТД по топливоиспользованию.

Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию отопительной (производственно-отопительной котельной) организаций жилищно-коммунального хозяйства включает:

технические характеристики оборудования и режимы функционирования;

энергетические характеристики котлов;

характеристики используемого топлива;

режимные карты, разработанные по результатам режимно-наладочных испытаний;

показатели расхода тепла на собственные нужды котельной за отчетный год;

план организационно-технических мероприятий по рациональному использованию и экономии топливно-энергетических ресурсов, разработанный на основе обязательных энергетических обследований;

отчетные данные о номинальных и фактических удельных расходах топлива за последние 3 года, предшествующих разработке НТД по топливоиспользованию.

13. Энергетическая характеристика агрегата (далее - ЭХ) представляет собой комплекс зависимостей номинальных и исходно-номинальных значений параметров и показателей его работы в абсолютном, удельном или относительном исчислении от нагрузки или других нормообразующих показателей при фиксированных значениях внешних факторов.

ЭХ разрабатывается для конкретной тепловой схемы технически исправного агрегата с учетом его конструктивных особенностей, условий и режимов эксплуатации, наработки ресурса.

ЭХ отражает максимально возможную эффективность использования энергоресурсов агрегатом при условии отсутствия упущений в его эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.

ЭХ включает систему поправок, обеспечивающих возможность оценки изменения объемов потребления энергоресурсов агрегатом при изменении внешних факторов и отклонении фактических значений параметров и показателей от параметров и показателей ЭХ.

К внешним факторам относятся объективные факторы, оказывающие влияние на экономичность работы оборудования, значения которых не зависят от деятельности производственного персонала и подрядных ремонтных организаций.

В качестве исходных данных при разработке ЭХ оборудования используются:

результаты представительных балансовых испытаний;

данные режимно-наладочных или экспресс-испытаний;

типовые энергетические характеристики (далее - ТЭХ) оборудования.

Балансовые испытания выполняются на оборудовании, прошедшем капитальный ремонт и имеющем более высокие эксплуатационные значения показателей тепловой экономичности по сравнению с остальным однотипным оборудованием ТЭС или котельной.

При отсутствии результатов испытаний и ТЭХ в качестве исходных данных для разработки временных ЭХ, со сроком действия не более 1 года, могут быть использованы лучшие эксплуатационные показатели или данные заводов-изготовителей оборудования.

14. При разработке ЭХ, при соответствующем обосновании допускается учитывать точность

исходного материала, использованного при разработке энергетических характеристик, старение (износ) оборудования, наличие неустраняемых дефектов проектирования, изготовления и монтажа. Эксплуатационный допуск в силу своей объективности учитывается без дополнительных обоснований, так как отражает ухудшение экономичности оборудования в межремонтный период. Точность исходного материала отражает погрешности тепловых испытаний, типовых энергетических характеристик.

Старение (износ) оборудования характеризует технологически восстанавливаемый ремонтами естественный физический износ оборудования при длительной его эксплуатации, приводящий к ухудшению технического состояния, снижению экономичности и надежности работы.

15. Приводимые в составе энергетических характеристик оборудования поправки на изменение параметров и показателей должны обеспечить:

определение номинальных значений параметров или показателей при фактических или прогнозируемых значениях внешних факторов;

оценку резерва тепловой экономичности оборудования вследствие отклонения фактического значения параметра или показателя от его номинального значения.

16. Графики исходно-номинальных удельных расходов топлива рассчитываются и строятся: для каждой группы (подгруппы) оборудования электростанции для зимнего и летнего периодов при характерных сочетаниях работающего оборудования, средних значениях отпуска тепла в реальном диапазоне изменения электрических нагрузок;

для паровых и водогрейных котлов котельной для характерных сочетаний работающих котлов в реальном диапазоне изменения тепловых нагрузок.

На графиках указываются:

параметры, условия и значения внешних факторов, при которых построены графики;

поправки к удельным расходам топлива на изменение внешних факторов и условий;

сочетания работающих агрегатов;

потери топлива при пусках оборудования из различных тепловых состояний;

значения коэффициентов резерва тепловой экономичности по отпуску тепла и электроэнергии и степени их использования.

Под резервом тепловой экономичности оборудования (дельта b) понимается положительная разность между фактическим

b_n и номинальным (b) значениями удельных расходов топлива:

b_n

дельта $b = b_n - b$

b

Величина резерва тепловой экономичности на момент разработки НТД находит отражение в коэффициенте резерва тепловой экономичности оборудования (k), представляющем собой отношение резерва тепловой b_n экономичности оборудования к номинальному удельному расходу топлива:

дельта b_n

$b_n - b$

$k = \frac{b_n - b}{b} = \frac{b_n}{b} - 1$

b_n

b

Составляющими резерва тепловой экономичности являются расходы топлива (абсолютные или удельные), эквивалентные отклонениям фактических параметров и показателей работы оборудования от их номинальных значений.

Под степенью использования резерва тепловой экономичности оборудования (m) понимается доля резерва, предусмотренная k

и реализации к концу каждого года (и последнего месяца) периода действия НТД по топливоиспользованию:

дельта Δ

ρ

$\mu = \frac{\Delta}{\rho}$

Δ дельта Δ

ρ

17. Графики минимальных электрических нагрузок строятся для каждой теплофикационной подгруппы оборудования электростанции для зимнего, переходного (весна, осень) и летнего периодов в реальном диапазоне изменений значений отпуска тепла при минимальном количестве находящихся в работе турбоагрегатов и котлов.

18. Макет расчета номинальных показателей и нормативов удельных расходов топлива представляет собой таблицу, отражающую порядок расчета, определяющую источники первичной информации и содержащую расчетные формулы.

Макеты разрабатываются по группам (подгруппам) оборудования, учитывают состав оборудования и особенности его тепловых схем, режимы работы, виды сжигаемого топлива.

Макеты должны отражать:

исходно-номинальные значения показателей, определенные по энергетическим характеристикам (без внесения поправок) при фактических средних нагрузках. Показатели турбоагрегатов должны определяться для каждого из режимов их работы (конденсационный, с одним или двумя регулируемыми отборами пара, с одно- или двухступенчатым подогревом сетевой воды);

фактические значения внешних факторов, показатели, характеризующие объемы производства энергии, режимы работы оборудования, пуски;

значения поправок к показателям на отличие фактических значений внешних факторов от принятых при построении энергетических характеристик;

номинальные значения основных и промежуточных показателей агрегатов для фактических режимов работы и значений внешних факторов;

значения поправок к удельным расходам топлива на стабилизацию режимов, освоение вновь введенного оборудования;

нормативы удельных расходов топлива.

19. Пояснительная записка, отражающая результаты разработки НТД по топливоиспользованию, должна содержать следующие данные:

наименования исходных материалов, на основе которых разработаны энергетические характеристики;

продолжительность работы с начала эксплуатации или от даты проведения испытаний каждого агрегата, для которого применяется характеристика (при составлении одной характеристики для нескольких однотипных агрегатов);

значения допусков на эксплуатационные условия;

значения коэффициентов, учитывающих старение оборудования, точность исходных материалов, наличие неустраняемых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования.

20. НТД по топливоиспользованию оформляется по каждой группе (подгруппе) оборудования ТЭС и по котельной в целом в составе двух книг.

В первую книгу включаются энергетические характеристики котлов и турбоагрегатов, графики исходно-номинальных затрат энергии на механизмы и установки собственных нужд, графики технологических потерь тепла. Титульный лист первой книги оформляется по форме согласно приложению 2 к настоящему Порядку.

Во вторую книгу включаются краткая пояснительная записка, отражающая результаты пересмотра (разработки) НТД по топливоиспользованию, графики минимальных электрических нагрузок,

графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, макет расчета номинальных показателей, нормативов удельных расходов топлива. Титульный лист второй книги оформляется по форме согласно приложению 3 к настоящему Порядку.

Каждый лист первой книги, содержащий графические зависимости показателей, листы второй книги, на которых представлены графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, а также последний лист макета должны быть подписаны руководством ТЭС или котельной.

21. Срок действия НТД по топливоиспользованию определяется в установленном порядке в зависимости от степени ее проработки и представительности исходных материалов, но не может превышать 5 лет. По окончании срока действия НТД должна быть пересмотрена, продление срока действия НТД не допускается. НТД пересматривается за квартал до окончания срока ее действия. Внеочередной пересмотр НТД производится при:

переводе котлов на сжигание топлива другого вида или другой марки;

переводе турбоагрегатов с конденсацией пара на работу с противодавлением или ухудшенным вакуумом;

реконструкции турбоагрегатов с организацией регулируемого отбора или с увеличением отпуска пара из регулируемого отбора;

вводе нового оборудования;

изменении условий и режимов работы оборудования.

III. Методика расчета нормативов удельных расходов топлива по ТЭС и котельным

Расчет НУР на основе нормативно-технической документации по топливоиспользованию

22. При наличии на ТЭС утвержденной в установленном порядке нормативно-технической документации по топливоиспользованию НУР на отпускаемую электростанцией электроэнергию и тепло (районной котельной - на отпускаемое тепло) рассчитываются в последовательности, регламентированной макетом расчета номинальных показателей и нормативов удельных расходов топлива, входящим в состав действующей нормативно-технической документации по топливоиспользованию.

Расчеты выполняются по каждому турбоагрегату и каждому типу котлов.

По подгруппе в целом показатели определяются путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей турбоагрегатов и котлов, входящих в ее состав. В целом по электростанции (котельной) показатели определяются на основе результатов их расчетов по отдельным подгруппам.

В качестве исходных данных принимаются ожидаемые по электростанции (котельной) значения показателей, характеризующих объемы производства энергии, режимы и условия эксплуатации, внешние факторы, резервы тепловой экономичности и степень их использования.

К основным из этих показателей относятся (для каждого из месяцев периода прогнозирования):

выработка электроэнергии;

расходы и параметры пара, отпускаемого внешним потребителям;

отпуск тепла в теплосеть;

структура сжигаемого топлива и его характеристики;

температура наружного воздуха;

температуры охлаждающей и исходной воды;

состав работающих турбоагрегатов и котлов.

Применительно к конкретной электростанции (котельной) полный состав исходных данных указывается в макете, входящем в состав НТД по топливоиспользованию.

При тарифном прогнозировании в макеты вносятся рассматриваемые ниже изменения, касающиеся в основном способов получения исходных данных и определения отдельных показателей турбоагрегатов и котлов.

Выработка электроэнергии электростанциями принимается в соответствии с энергобалансами.

Ожидаемые значения отпуска тепла электростанцией (котельной) внешним потребителям с паром фиксированного давления (Q) и с

п сетевой водой (Q), Гкал, рассчитываются по формулам: сет.в

возвр $Q = (\sum D \times (i - i) - \sum G \times (i - i)) \times 10$, (1)

п $Q = (\sum G \times (i - i) + \sum G \times (i - i)) \times 10$, (2)

сет.в сет.в_п прям исх подп_п обр исх

где D - отпуск пара j -ому потребителю, т. Значения D

потр_п принимается на основании заявок потребителей;

i - энтальпия пара в коллекторе, от которого обеспечивается

i отпуск пара, ккал/кг. Принимается по эксплуатационным данным или рассчитывается по

параметрам пара, оговоренным в заявках на теплоснабжение потребителей;

возвр

i - энтальпия возврата конденсата j -ым потребителям

i пара, ккал/кг;

прям

G , G - расходы прямой и подпиточной воды по i -ой

сет.в_п подп_п магистрали теплосети, т. Принимаются на основе заявок потребителей;

i , i - энтальпии прямой и обратной сетевой воды,

прям обр ккал/кг. Соответствуют температурному графику тепловой сети для ожидаемой средней температуры наружного воздуха;

i - энтальпия воды в источнике водоснабжения, ккал/кг.

исх

23. При расчете прогнозируемых тепловых нагрузок производственных и теплофикационных отборов турбин в обязательном порядке должен соблюдаться принцип их приоритетного использования по сравнению с другими источниками теплоснабжения пиковыми водогрейными котлами (далее - ПВК), редукционно-охладительными установками (далее - РОУ).

Суммарный отпуск тепла из производственных отборов (противодавления) турбин (Q), Гкал, подключенных к коллектору

по пара одного давления в общем виде определяется по формуле:

-3

$Q = (\sum D + D + D + D - D) \times (i - i) \times 10$, (3)

по Q сн хн пб роу п к

где D , D , D - расходы пара от коллектора на собственные,

сн хн пб хозяйственные нужды, пиковые бойлеры, т;

D - расход пара в коллектор от РОУ, подключенных к

роу источнику пара более высокого давления, т;

i - средняя энтальпия конденсата (возвращаемого от внешних

к потребителей, потребителей собственных и хозяйственные нужды) и добавка, восполняющего его не возврат, перед регенеративным подогревателем (деаэратором), подключенным к коллектору, ккал/кг.

Расход пара на собственные нужды рассчитывается по соответствующим зависимостям, входящим в состав энергетических характеристик оборудования.

На хозяйственные нужды расходы пара принимаются по отчетным данным.

Расходы тепла на пиковые бойлеры рассчитываются по уравнениям теплового баланса.

Загрузка РОУ допускается при дефиците пара отборов турбин (противодавления).

Отпуск тепла из теплофикационных отборов турбин в общем случае включает в себя:

отпуск тепла внешним потребителям, на собственные и хозяйственные нужды от подогревателей, подключенных к этим отборам;

расходы тепла на подпитку теплосети и на нагрев добавка, восполняющего невозврат конденсата от потребителей пара отборов более высокого потенциала.

Ожидаемое значение суммарного отпуска тепла из теплофикационных отборов турбин, Гкал, может быть рассчитано по формуле:

$Q_{\text{отп}} = Q_{\text{отб}} + Q_{\text{отб}} + Q_{\text{отб}} + Q_{\text{отб}} + \sum (D_{\text{отб}} + D_{\text{отб}} + D_{\text{отб}} - D_{\text{отб}}) \times$

$t_{\text{отп}} - t_{\text{отб}} \times 10^{-3} - Q_{\text{отб}}, (4)$

где $Q_{\text{отп}}$ - ожидаемый отпуск тепла от ПВК, Гкал. Отпуск тепла

ПВК от пиковых водогрейных котлов (пиковых бойлеров), Гкал, рассчитывается на основе прогноза

продолжительности стояния температур наружного воздуха ($t_{\text{нв}}$), при которых необходимо их

включение для обеспечения выполнения температурного графика теплосети:

$Q_{\text{отп}} = G \times (i_{\text{отп}} - i_{\text{отб}}) \times t_{\text{отп}} \times 10^{-3}, (5)$

где G - расход сетевой воды через пиковые водогрейные

сетевые котлы или

пиковые бойлеры, т/ч;

$i_{\text{отп}}, i_{\text{отб}}$ - энтальпии сетевой воды перед ПВК (пиковыми

бойлерами) и за ними, ккал/кг.

При распределении электрических и тепловых нагрузок между отдельными агрегатами

электростанции необходимо стремиться к минимизации затрат тепла турбинной установкой на

выработку электроэнергии.

Для этой цели целесообразно применять специальные компьютерные программы. При отсутствии

таких программ необходимо руководствоваться следующими рекомендациями.

В случае работы электростанции в расчетном периоде по тепловому графику, в первую очередь

должны загружаться отборы турбин с наибольшей по сравнению с другими турбинами подгруппы

полной удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу.

При работе электростанции по электрическому графику распределение тепловых и электрических

нагрузок должно производиться взаимосвязано.

При наличии на электростанции нескольких подгрупп оборудования, целесообразно в период

максимума электрической нагрузки передавать тепловые нагрузки на подгруппу с более низкими

начальными параметрами свежего пара с целью максимального ограничения его конденсационной

выработки электроэнергии. Причем больший эффект может быть обеспечен при передаче

теплофикационной нагрузки.

При работе турбин с электрическими нагрузками, близкими к номинальным, для достижения

максимальной теплофикационной выработки электроэнергии отборы однотипных агрегатов следует

нагружать равномерно.

Летний период работы агрегатов с низкими нагрузками предопределяет неравномерный характер

распределения тепловой нагрузки между турбинами вплоть до ее передачи на одну из них.

При параллельной работе турбин типа ПТ и Р в первую очередь, как показывают расчеты, должны

нагружаться отборы турбин типа ПТ до достижения наибольших значений полной удельной

теплофикационной выработки электроэнергии.

При распределении тепловых нагрузок должны быть учтены:

ограничения заводов-изготовителей по минимальной загрузке отборов турбин;

особенности схемы теплофикационной установки в части отпуска тепла внешним потребителям и на

собственные нужды;

надежность теплоснабжения потребителей.

После распределения тепловых нагрузок по диаграммам режимов и нормативным характеристикам определяются минимальная электрическая мощность каждой турбины и минимальная выработка электроэнергии электростанцией ($\Delta \Sigma$), тыс. кВт.ч: мин

мин

$$\Delta \Sigma = \sum N \times \tau_{\text{тау}} + \sum N \times \tau_{\text{тау}}, \quad (6)$$

мин р раб пт.т раб

мин

где N , N - мощность, развиваемая турбинами типа Р (или

р пт.т турбинами типа ПТ, Т при работе с ухудшенным вакуумом) и минимальная мощность турбин

типа ПТ и Т при заданных нагрузках отборов (противодавления), тыс. кВт. мин

Значение N включает в себя теплофикационную мощность и пт.т мощность, развиваемую на вентиляционном пропуске пара в конденсатор при полностью закрытой диафрагме цилиндра низкого давления (далее -

мин ЦНД). Факторы, увеличивающие N сверх минимально необходимого

пт.т уровня (неплотность регулирующей диафрагмы цилиндра низкого давления, рост температуры выхлопного патрубка сверх допустимого уровня и т. д.) должны быть подтверждены

соответствующими документами.

Конденсационная выработка электроэнергии, подлежащая распределению между турбинами ($\Delta \Sigma$), тыс. кВт. ч,

кн определяется по формуле:

$$\Delta \Sigma = \Sigma - \Sigma \quad (7)$$

кн мин

Распределение $\Delta \Sigma$ между турбинами производится на

кн основе предварительно рассчитанных характеристик относительных приростов расходов тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу (Δq) для всех возможных сочетаний

кн агрегатов. В первую очередь загружаются агрегаты, имеющие наименьшие значения Δq .

кн

Распределение отпуска тепла внешним потребителям в паре одного давления или с сетевой водой между подгруппами электростанции производится пропорционально тепловым нагрузкам отборов турбин (Q , Q), входящих в состав подгруппы.

по то

Отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов распределяется по подгруппам оборудования

электростанции пропорционально отпуску тепла с сетевой водой.

Необходимые для расчетов значения часовых расходов свежего пара (D) и пара в конденсаторы (D)

по отдельным турбинам с

о 2 достаточной для целей прогнозирования точностью могут быть рассчитаны по формулам, т/ч:

-3 3

$$D = (q \times N \times 10 + Q + Q) \times 10 / K \quad (8)$$

о т.ин т по то

$$-3 3 D = (q \times N \times 10 - 86 \times N / \text{эта} - \Delta Q) \times 10 / 550, \quad (9)$$

2 т.ин т т эм изл

где q - исходно-номинальный удельный расход тепла брутто

т.ин по турбине, ккал/кВт.ч;

K - коэффициент соотношения расхода тепла и свежего пара на турбину. Может быть принят равным 0,6-0,7 или рассчитан по формуле:

$$K = i - i + \alpha \times \Delta i, \quad (10)$$

о пв пп пп

где i , i , Δi - энтальпии свежего пара, питательной

о пв пп воды, прирост энтальпии в тракте промперегрева, ккал/кг;

альфа - доля пара промперегрева от расхода свежего пара;

пп

эта - электромеханический КПД, %. Принимается равным 97%;

эм

дельта Q - потери тепла через теплоизоляцию турбины,

изл Гкал/ч. Для турбин мощностью 25, 50 и 100 мВт могут быть приняты 0,49; 0,61 и 1,18 Гкал/ч.

Параметры свежего пара, пара после промперегрева должны соответствовать значениям, принятым в нормативных характеристиках турбин в качестве номинальных.

Давление пара в камерах производственных отборов турбин

2 рассчитывается по формуле, кгс/см²: $P = \frac{\sum P \times D}{\sum D + \Delta P}$, (11)

п потр. j потр. j потр. j п.пот

2

где P, D - давление, кгс/см², и расход пара, т,

потр. j потр. j по каждому внешнему потребителю (на выводах со станции). Принимаются в соответствии с заключенными договорами с потребителями;

Дельта P - потери давления в паропроводах от выводов до

п.пот

2 камеры отбора турбины, кгс/см².

Давление пара в камерах теплофикационных отборов турбин определяется в следующей последовательности:

1. Прогнозируемый период разбивается на две части: период совместной работы ПВК или пиковых бойлеров и отборов (п) и

сут период отпуска тепла только из отборов (т).

сут

По средней ожидаемой за п и т температуре наружного

сут сут

(п) (т) воздуха (t_a, t_a) определяется температура прямой сетевой воды

нв нв (t_s), °C, на основании температурного графика тепловой сети:

пр.св

(п) (п)

$t = F(t_s)$ (12)

пр.св нв

(т) (т)

$t = F(t_s)$ (13)

пр.св нв

2. Рассчитывается средняя температура сетевой воды за

об основными подогревателями (t_s), °C:

св

об (п) (т) $t = ((t_s - \Delta t_s) \times p + t_s \times \tau) / (p + \tau)$, (14)

св пр.св св.пвк.пб сут пр.св сут сут сут

где дельта t - нагрев сетевой воды в ПВК или пиковых св.пвк.пб бойлерах, °C;

п об.п дельта t = $t_s - t$ (15)

св.пвк.пб пр.св св

об.п

t - температура сетевой воды за основными подогревателями,

св соответствующая максимальному давлению пара в теплофикационных макс отборах (P), °C;

т

об.п п

$t = t - \sigma t$ (16)

св нас под

п макс

t - температура насыщения при давлении P , °C;

нас т

сигма t - номинальный температурный напор в основных под сетевых подогревателях, °C,

3. Определяются средняя температура насыщения и собственно давление пара в камере отбора турбины:

об

$t = t + \sigma t$ (17)

нас св под

$P = F(t) + \Delta P$, (18)

т нас т.под

где дельта P - потери давления в паропроводах от выводных т.под 2 коллекторов до камеры отбора i-ой турбины, кгс/см .

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и противодействия турбин (дельта Q), Гкал, определяется по э(отр) формулам:

для турбин типа ПТ, Т:

о -З

дельта Q = (сумма (q - q) x Э) x K x 10 (19) э(отр) т т т от

для турбин типа Р, ПР:

-З

дельта Q = (сумма (q - q) x Э) x K x 10 , (20) э(отр) кн т т от

о

где q , q - удельные расходы тепла брутто по турбине при

т т отсутствии отпуска тепла из отборов (регуляторы давления в обоих отборах включены) и при прогнозируемой электрической нагрузке, ккал/кВт.ч;

q - удельный расход тепла на турбину с конденсатором,

кн имеющей такие же параметры свежего пара, как и по турбинам типа Р, ПР при прогнозируемой электрической нагрузке при отсутствии отпуска тепла из отборов (регуляторы давления в отборах включены), ккал/кВт.ч;

Э - прогнозируемая выработка электроэнергии турбиной, тыс.

т кВт.ч;

K - отношение по подгруппе отпуска тепла внешним

от потребителям отработавшим паром к суммарной нагрузке отборов.

Для турбин с конденсацией пара при отпуске тепла из

конд конденсатора за счет "ухудшенного" вакуумом значение дельта Q

э(отр) допускается принимать равным величине отпуска тепла из конденсатора.

Конечной целью выполнения расчетов по турбинной установке является получение по подгруппам оборудования прогнозируемых значений:

абсолютных и удельных расходов тепла брутто на выработку электроэнергии (Q , Гкал и q , ккал/кВт.ч);

Э Т

сн сн

абсолютных и удельных расходов тепла (Q , Гкал и q , %) и

ту ту сн сн электроэнергии (Δ , тыс. кВт.ч и ε , %) на собственные нужды; ту ту

н

удельного расхода тепла нетто (q , ккал/кВт.ч).

ту

24. Количество работающих в прогнозируемом периоде котлов каждого типа (n , $n \dots n$) в подгруппе выбирается исходя из

1 2 м суммарной потребности в тепле на турбины, загрузки котлов на уровне 80-90% от номинальной теплопроизводительности, а также графика ремонтов оборудования. Учитываются также согласованные ограничения номинальной паропроизводительности котлов.

Суммарная выработка тепла брутто энергетическими котлами подгруппы оборудования, Гкал, рассчитывается по формуле:

бр

$Q = \text{сумма } Q + \text{сумма } Q + \text{сумма } Q + Q + K \times$

ку ε по то роу пот

ном -2

$\times \text{сумма } n \times Q \times \tau_{\text{ау}} \times 10$, (21)

т к.бр.т кал

где K - удельная величина потерь теплового потока, %.

пот Принимается равной 1% для конденсационной электростанции (далее - КЭС) и 1,5% для теплоэлектроцентрали (далее - ТЭЦ) от номинальной производительности работающих в прогнозируемом периоде котлов m -ого типа;

n - выбранное при прогнозе количество работающих котлов

m m -ого типа;

ном

Q - номинальная теплопроизводительность котла m -ого

к.бр.т типа, Гкал/ч.

бр

Распределение Q между типами котлов подгруппы оборудования

ку производится пропорционально номинальным теплопроизводительностям, (если на электростанции отсутствуют какие-либо другие соображения).

Конечными результатами расчетов являются получение по котельным установкам подгрупп оборудования:

н

КПД нетто ($\varepsilon_{\text{та}}$);

ку

сн сн

абсолютных и удельных расходов тепла (Q , Гкал и q , %) и

ку ку сн сн электроэнергии (Δ , тыс. кВт.ч и ε , %) на собственные нужды. ку ку

25. Прогнозируемые удельные расходы топлива по подгруппе электростанции рассчитываются по формулам:

н ε

$b = b \times (1 + K \times (1 - \mu_{\text{ю}}))$ (22)

$\varepsilon \varepsilon \rho \varepsilon \text{ н } \tau \varepsilon$

$b = b \times (1 + K \times (1 - \mu_{\text{ю}}))$, (23)

тэ.эн.к тэ.эн.к р.эн.к тэ.эн.к

н

где b - номинальный удельный расход топлива на
э электроэнергию, г/кВт.ч;

н

b - номинальный удельный расход топлива на тепло,
тэ.эн.к отпущенное от энергетических котлов, кг/Гкал;

э тэ

K , K - коэффициенты резерва тепловой экономичности по

р р.эн.к отпуску электроэнергии и тепла от энергетических котлов;

мю, мю - степени использования резерва тепловой

э тэ.эн.к экономичности по отпуску электроэнергии и тепла от энергетических котлов.

26. По электростанции, состоящей из нескольких подгрупп оборудования:

$b = \text{сумма } (b \times \text{Э}) / \text{сумма } \text{Э} \quad (24) \quad \text{э } \text{э.і отп.і от.і}$

н тэ

$b = b \times (1 + K \times (1 - \text{мю})) \quad (25)$

тэ.пвк тэ.пвк р.пвк тэ.пвк $b = \text{сумма } (b \times (Q - Q)) / \text{сумма } (Q - Q) \quad (26)$

тэ.эн.к тэ.эн.к.і от.і пвк.і от.і отп.пвк $b = (b \times \text{сумма } (Q - Q) + b \times Q) / Q \quad (27)$

тэ тэ.эн.к от.і пвк.і тэ.пвк пвк от

По организации в целом, состоящей из m -электростанций и k -котельных:

$b = \text{сумма } (b \times \text{Э}) / \text{сумма } \text{Э} \quad (28) \quad \text{э } \text{э.ј от.ј от.ј}$

н тэ $b = \text{сумма } (b \times (1 + K \times (1 - \text{мю})) \times Q) / \text{сумма } Q \quad (29)$

тэ.рк тэ.рк.і рк.і тэ.рк.і от.рк.і от.рк.і $b = \text{сумма } (b \times Q + b \times Q) / \text{сумма } (Q + Q), \quad (30)$

тэ тэ.ј от.ј тэ.рк от.рк от.ј от.рк

н

где b - номинальный удельный расход топлива на тепло,

тэ.рк.і отпущаемое от районной котельной, кг/Гкал;

тэ

K , мю - коэффициент резерва и степень его

рк.і тэ.рк.і использования по районной котельной;

Q - отпуск тепла от котельных, Гкал.

от.рк

э

Значения коэффициентов резерва тепловой экономичности (K ,

р

тэ тэ тэ K , K , K) рассчитываются по отчетным данным

р.эн.к р.пвк рк предшествующего года за месяц, соответствующий прогнозируемому:

н н $K = (b - b) / b \quad (31)$

рi

н

где b , b - фактический и номинальный удельные расходы топлива на отпускаемую энергию.

Степени использования резервов тепловой экономичности (мю,

э мю, мю, мю) принимаются равными значениям,

тэ.эн.к тэ.пвк. тэ.рк утвержденным в составе НТД по топливоиспользованию для года,
предшествующего прогнозируемому.

В случае истечения срока действия НТД по топливоиспользованию к моменту выполнения расчетов
по тарифному прогнозированию, значения коэффициентов резерва принимаются равными нулю.

27. При необходимости могут быть рассчитаны нормативы удельных расходов топлива на
отпускаемую электрическую энергию при ее производстве по конденсационному (b) и

теплофикационному

э(конд) циклам (b) по подгруппе оборудования, электростанции или

э(тф) организации в целом.

По подгруппе оборудования электростанции расчеты проводятся в следующей последовательности:

1. Определяются удельные затраты электроэнергии на 1 Гкал тепла, отпущенного котельной установкой, кВт.ч/Гкал:

сн сн 3 бр сн пот

$$\mathcal{E} = \mathcal{E} \times 10 / (Q - Q - Q) \quad (32)$$

ку(уд) ку ку ку тп

2. Рассчитывается расход электроэнергии на собственные нужды котельной установки, относимый на выработку электроэнергии по конденсационному циклу, тыс. кВт.ч:

$$\text{сн 3 сн 2 } \mathcal{E} = \text{дельта } q \times (\mathcal{E} - \mathcal{E}) \times 10 \times (1 + q / 100) \times 10 /$$

$$\text{ку(кн) кн тф ку сн сн} / (\text{эта } \times (1 - q / 100)) \times \mathcal{E} \quad (33)$$

тп ку ку(уд)

То же, на собственные нужды турбинной установки, тыс. кВт.ч:

сн сн

$$\mathcal{E} = \mathcal{E} + \mathcal{E} + (\mathcal{E} - (\mathcal{E} + \mathcal{E})) \times \mathcal{E} / \mathcal{E}$$

ту(кн) цн кн ту цн кн кн

3. Определяется суммарный расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклу, тыс. кВт.ч:

сн сн сн

$$\mathcal{E} = \mathcal{E} - \mathcal{E} \quad (34)$$

ээ(кн) ку(кн) ту(кн)

сн сн сн

$$\mathcal{E} = \mathcal{E} - \mathcal{E} \quad (35)$$

ээ(тф) ээ ээ(кн)

4. Рассчитывается отпуск электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, тыс. кВт.ч:

кн сн

$$\mathcal{E} = \mathcal{E} - \mathcal{E} - \mathcal{E} \quad (36)$$

от тф ээ(кн)

тф кн

$$\mathcal{E} = \mathcal{E} - \mathcal{E} \quad (37)$$

от от от

5. Определяются удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам, г/кВт.ч:

кн

$$b = b \times K \quad (38)$$

э э отр(к) тф кн кн тф

$$b = (b \times \mathcal{E} - b \times \mathcal{E}) / \mathcal{E} \quad (39) \quad \text{э э от э от от}$$

кн тф

По электростанции в целом b и b рассчитываются как

э э

кн тф средневзвешенные по Э и Э величины удельных расходов топлива по

от от подгруппам оборудования, а по организации в целом - как средневзвешенные величины удельных расходов топлива по электростанциям, входящим в его состав. Расчет НУР на основе отчетных данных

базового периода

28. Расчет НУР на основе отчетных данных базового периода выполняется при отсутствии на ТЭС действующей нормативно-технической документации по топливоиспользованию.

Основными исходными данными для расчета нормативов удельных расходов топлива на расчетный период являются:

выработка электроэнергии;

отпуск тепла внешним потребителям (общий, пиковыми водогрейными котлами, из производственных и теплофикационных отборов, от конденсаторов турбоагрегатов);

план ввода, демонтажа, перемаркировки, реконструкции и модернизации оборудования (поагрегатный);

планы проведения капитальных и средних ремонтов котлов и турбоагрегатов;

структура и качество сжигаемого топлива.

Установленная электрическая мощность каждой подгруппы

к оборудования на конец прогнозируемого периода (N) в мегаваттах

уп определяется с учетом запланированных вводов в эксплуатацию новых турбоагрегатов, демонтажа изношенных и морально устаревших турбоагрегатов, а также перемаркировки действующих турбоагрегатов и рассчитывается по формуле:

$$N = N + \sum_{i=1}^n N - \sum_{i=1}^m N + \sum_{i=1}^p \Delta N, \quad (40)$$

где N - установленная электрическая мощность на начало

прогнозируемого периода, МВт. Учитывает фактическое и прогнозируемое изменение мощности от конца базового до начала прогнозируемого периода;

N , N - мощность каждого из турбоагрегатов, запланированных

к вводу и демонтажу в прогнозируемом периоде, МВт;

ΔN - изменение установленной мощности каждого из

турбоагрегатов (плюс - увеличение, минус - снижение) в результате запланированных перемаркировок в прогнозируемом периоде, МВт;

n , m , p - количество турбоагрегатов, запланированных соответственно к вводу в эксплуатацию, демонтажу и перемаркировке в прогнозируемом периоде.

Средняя за прогнозируемый период установленная электрическая

мощность каждой подгруппы оборудования (N) в мегаваттах

определяется по формуле:

$$N = N + \sum_{i=1}^n N \times a - \sum_{i=1}^m N \times a +$$

$$+ \sum_{i=1}^p \Delta N \times a, \quad (41)$$

где a , a , a - доля прогнозируемого периода от даты

ввода, демонтажа или перемаркировки каждого из турбоагрегатов до конца периода.

Если для прогнозируемого года известны только кварталы ввода, демонтажа или перемаркировки турбоагрегатов, то величины этих долей при расчетах на год могут быть приняты следующими: при вводе, демонтаже или перемаркировке турбоагрегатов в I квартале - 0,75; во II квартале - 0,50; в III квартале - 0,25; в IV квартале - 0.

29. Установленная тепловая мощность подгруппы турбоагрегатов на конец прогнозируемого периода и средняя за прогнозируемый период определяются по формулам, аналогичным формулам (40) и (41).

При распределении общих по организации выработки электроэнергии и отпуска тепла между

подгруппами оборудования следует учитывать:

имеющиеся ограничения электрической и тепловой мощности турбоагрегатов;

сложившуюся тенденцию изменения коэффициентов использования электрической и тепловой мощности турбоагрегатов.

30. Прогнозируемое значение норматива удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии [г/(кВт.ч)] рассчитывается по формулам:

р р э

$v = (v + \sum \Delta v) / K \quad (42) \quad \text{эп эб эі отр(к) п р э}$

$v = v \times K, \quad (43) \quad \text{эб эб отр(к) б}$

р

где v , v - удельный расход топлива на электроэнергию

э э фактический и при раздельном производстве, г/(кВт.ч);

р

дельта v - поправки к удельному расходу топлива на изменение

эі значений внешних факторов в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, г/(кВт.ч);

э

K - коэффициент увеличения расхода топлива на

отр(к) электроэнергию при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов:

ПВК

$(Q + Q - Q)$

$\text{э э э э отр отр б } K = K \times K = K \text{ ----- } \times$

отр(к) п отр(к) б корр отр(к) б р ПВК

$(Q + Q - Q)$

э отр отр б

р ПВК

$(Q + Q - Q)$

э" отр отр п

$\times \text{ ----- } \quad (44)$

р ПВК

$(Q - \Delta Q + Q - Q)$

$\text{э э(отр) отр отр п}$

В формуле (36):

ПВК

Q , Q - отпуск тепла внешним потребителям всего и от отр отр пиковых водогрейных котлов, Гкал;

р

Q , Q - расход тепла на производство электроэнергии

э э фактический и при раздельном производстве, Гкал:

р

$Q = Q + \Delta Q \quad (45)$

э э э(отр)

дельта Q - увеличение расхода тепла на производство

э(отр) электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал;

по то конд дельта $Q = \Delta Q + \Delta Q + \Delta Q$

$\text{э(отр) э(отр) э(отр) э(отр)}$

(46)

по то конд

дельта Q , дельта Q , дельта Q - увеличение

э(отр) э(отр) э(отр) расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям соответственно из производственных и теплофикационных отборов (а также из приравненных к ним нерегулируемых отборов) и от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал;

р

Значения дельта Q и Q для прогнозируемого периода

э(отр) э определяются по формулам:

по по

дельта Q = дельта Q x Q / Q (47)

э(отр) п э(отр) б по п по б

то то

дельта Q = дельта Q x Q / Q (48)

э(отр) п э(отр) б то п то б

конд конд

дельта Q = дельта Q x Q / Q (49)

э(отр) п э(отр) б конд п конд б

р р дельта Q = дельта Q + тау сумма [Q (z - z)] +

э п э б раб хх i ip iб

р

+ дельта q (Э - Э) (50)

кн п б

где Q , Q , Q - отпуск тепла внешним потребителям и на

по то конд собственные нужды соответственно из производственных и теплофикационных отборов (и приравненных к ним нерегулируемых отборов) и от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал;

тау - среднее за период время работы единичного

раб турбоагрегата, ч;

Q - условный расход тепла холостого хода турбоагрегата

хх i i-го значения номинальной (25, 50, 100, 135 и т. д.) мощности, Гкал/ч.

Определяется по энергетическим характеристикам по графику зависимости $q = f(N, Q, Q)$ при $Q = 0$ и $Q = 0$;

т т по то по то

z - количество находящихся в работе турбоагрегатов i-го

i значения номинальной мощности;

р

дельта q - средний по турбоагрегатам данных параметров

кн относительный прирост расхода тепла на производство электроэнергии по конденсационному циклу (при включенных регуляторах давления в регулируемых отборах), Гкал/(МВт.ч);

Э - выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч.

31. Норматив удельного расхода топлива на отпущенное тепло (кг/Гкал) рассчитывается по формулам:

кэ кэ ПВК в = (в x Q + в x Q + Э x в) / Q

тэ п тэ п от п ПВК п от п тепл п э п от п

(51) кэ р.кэ тэ

в = в / K x K (52) тэ п тэ п отр(к) б корр

-3 тэ 3

(В - В - Э x в x 10) x K x 10

р.кэ тэ ПВК тепл э б отр(к) б в = ----- +

тэ п кэ

Q

отб

р.кэ

+ сумма дельта в (53)

тэ і

З ПВК

$v = B \times 10 / Q + \text{сумма дельта в (54)}$

ПВКп ПВКб отб ПВКи

гв гв

$\Delta = \Delta \times Q / Q, (55)$

тепл п tepl б от п от б

кэ р.кэ

где в , в - удельный расход топлива по энергетическим

тэ тэ котлам:

фактический и при раздельном производстве (не учитывает затрат электроэнергии на теплофикационную установку), кг/Гкал;

В , в , - абсолютный (т) и удельный (кг/Гкал) расход

ПВК ПВК условного топлива по пиковым водогрейным котлам;

тэ

К - коэффициент увеличения расхода топлива

отр(к) энергетическими котлами на отпуск тепла при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов;

Э - расход электроэнергии на теплофикационную установку,

тепл тыс. кВт.ч;

В - общий расход условного топлива на отпуск тепла, т;

тэ

кэ ПВК гв

$Q = Q - Q - Q$ - отпуск тепла внешним потребителям,

от от от нас обеспеченный энергетическими котлами (от РОУ, регулируемых и нерегулируемых отборов и от конденсаторов турбоагрегатов), Гкал;

гв

Q - количество тепла, полученное водой в сетевых и

нас перекачивающих насосах, Гкал;

р.кэ

дельта в , дельта в - поправки к удельным расходам

тэ і ПВКи топлива энергетическими и пиковыми водогрейными котлами на изменение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, кг/Гкал;

гв

Q - отпуск тепла с горячей водой, Гкал.

от

33. По приведенным ниже формулам рассчитываются поправки к

р удельным расходам топлива на отпуск электроэнергии (дельта в) и

э р.кэ тепла (дельта в , дельта в) при изменении: тэ ПВК

1. Структуры сжигаемого топлива - дельта в :

с

$r \cdot i = m - 2$

дельта в = в сумма $[K (\beta - \beta)] \times 10 (56)$

э с э об i=1 ci ip ib

р.кэ р.кэ i=m -2

дельта в = [в сумма К (бета - бета)] x 10 (57)

тэ с тэ об i=1 ci ip ib

-4 дельта в = [в x К (бета - бета)] x 10 ,

ПВК с ПВК гб ПВК м ПВК гб ПВК гп

(58)

р

где в - удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

эоб при раздельном производстве на основном виде топлива, г/(кВт.ч);

р.кэ

в - то же на отпуск тепла энергетическими котлами,

тэоб кг/Гкал;

в - удельный расход топлива пиковыми водогрейными

ПВК гб котлами в базовом периоде при работе на газе, кг/Гкал;

т - количество других, кроме принятого за основное, видов сжигаемого энергетическими котлами топлива;

бета - доля в расходе энергетическими котлами каждого из

i других видов (марок) сжигаемого топлива, %;

бета - доля газа в расходе топлива пиковыми водогрейными

ПВК г котлами, %;

К - относительное увеличение удельного расхода топлива

ПВК м пиковыми водогрейными котлами при переходе их с газа на мазут, %;

К - относительное изменение удельного расхода топлива

с энергетическими котлами при замене 1% основного вида (марки) топлива на один из других, %;

ниже приводятся укрупненные значения К .

с -----

Основное топливо | Значение К

| с -----+-----

| Замещающее топливо -----+-----

| Газ | Мазут -----+-----+----- Газ | - | + (0,02-0,025) Мазут | -

(0,02-0,025) | - Антрацит | - (0,07-0,08) | - (0,05-0,055) Каменный и бурый уголь | - (0,05-0,06) | -

(0,125-0,14) Торф | - (0,025-0,03) | - (0,1-0,11) -----

Удельный расход топлива на электроэнергию на основном виде

топлива определяется по формуле:

р 2

в x 10

р э б

в = ----- (59) эоб i=m

бета сумма [(1 + К) x бета]

об i=1 ci ib

Аналогично рассчитывается удельный расход топлива на тепло

р.кэ энергетическими котлами в .

тэ об

2. Качества твердого топлива - дельта в

кач

р j=| р р р -б дельта в = сумма [в К (Q - Q x бета)] x 10 (60)

э кач j=1 э j б кач j н j б н j п j п

д-бл энергоблоков подгруппы оборудования, %;

альфа - относительная продолжительность работы

корп дубль-блоков с одним корпусом котла, %.

4. Количества пусков оборудования по диспетчерскому графику нагрузки - дельта в :

пуск

для энергоблоков

$i=n$ сумма $B(p-p)$

$p=i=1$ пуск i i p i b 3 дельта в = ----- $\times K' \times 10$ (65)

э пуск Э эп

отп

$i=n$ сумма $B(p-p)$

р.кэ $i=1$ пуск i i p i b 3 дельта в = ----- $\times (1 - K') \times 10$ (66)

тэ пуск кэ эп

Q

отп

для оборудования с поперечными связями

$i=n$ $j=m$ 3

{ сумма $B(p-p) + [сумма B(m-m)] \times K' \}$ $\times 10$

$p=i=1$ m пуск i i p i b $j=1$ к пуск i j p j b эп дельта в = -----

э пуск Э

отп

(67)

$j=m$ 3

$[сумма B(m-m)] \times (1 - K') \times 10$

р.кэ $j=1$ к пуск j j p j b эп дельта в = -----

тэ пуск кэ

Q

отп

(68)

В формулах (67) - (68):

B , B , B - нормативные значения

пуски т пуски к пуски технологических потерь в пересчете на условное топливо при пусках энергоблоков, турбоагрегатов и котлов, т;

p - количество пусков энергоблоков, турбоагрегатов по

i диспетчерскому графику нагрузки;

m - количество пусков котлов по диспетчерскому графику

j нагрузки;

K' - приблизительное значение коэффициента отнесения расхода

э топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии

p p ПКВ

$K' = Q / (Q + Q - Q)$ (69)

э э э от от

5. Экономичности оборудования, находящегося в стадии освоения - дельта в

осв

p $i=r$ t t дельта в = v { [сумма $(K - K)$ $\times$ альфа +

э осв э б $i=1$ осв i p осв i b i p

$j=s$ к к -4 + [сумма $(K - K)$ $\times$ альфа } $\times 10$ (70)

$j=1$ осв j п осв j б j п р.кэ р.кэ $j=s$ к к

дельта в = в [сумма (К - К) х тэ осв тэ б $j=1$ осв j п осв j б

-4 х альфа х 10 , (71)

j п

где р - количество турбоагрегатов, находившихся в стадии освоения в базовом периоде и которые будут находиться в стадии освоения в прогнозируемом периоде;

s - то же, котлов;

т

К - относительное увеличение удельного расхода топлива в

осв i прогнозируемом и базовом периодах вследствие пониженной экономичности i -го турбоагрегата, находящегося в стадии освоения, %;

к

К - то же, j -го котла, %;

осв j

альфа , альфа - доля выработки электроэнергии и тепла каждым

i осваиваемым турбоагрегатом и котлом, %.

6. Отработанного оборудованием ресурса времени - дельта в

рес

р т -7 дельта в = в (l х дельта тау х гамма х 10 +

э рес э б ср п раб i п

к 5 бр + с х дельта тау х гамма / 10 эта) (72)

ср п раб j п к б

р.кэ р.кэ к

дельта в = в х с х дельта тау х гамма /

тэ рес тэ б ср п раб j п

5 бр

/ 10 эта), (73)

к б

где l - средний коэффициент износа, рассчитанный исходя из

ср значения l, равного 0,0025 для турбоагрегатов, работающих с противодавлением и ухудшенным вакуумом, и 0,0085 - для остальных, % / 1000 ч.;

с - средний коэффициент износа, рассчитанный исходя из

ср значения с, равного 0,0055 - для пылеугольных котлов; 0,0035 - для котлов, работающих на

высокосернистом мазуте; 0,0015 - для котлов, работающих на сернистом, малосернистом мазуте или газе, % / 1000 ч.;

т к

дельта тау , дельта тау - средняя продолжительность раб раб работы турбоагрегатов и котлов за время от конца базового до конца прогнозируемого периода, ч;

гамма , гамма - доля выработки электроэнергии турбоагрегатами

i j и тепла энергетическими котлами, отработавшими с начала эксплуатации более 35 тыс.ч, в общей выработке энергии подгруппой оборудования, %;

бр

Эта - коэффициент полезного действия брутто котлов, %.

к

7. Состав оборудования - дельта в

в,д

р р р р Э (в - в) - дельта Э (в - в

р в э в э б в э д э б дельта в = ----- (74)

э в, д Э

п кэ р.кэ р.кэ кэ р.кэ р.кэ

Q (в - в) - дельта Q (в - в)

р.кэ в тэ в тэ б д тэ д тэ б дельта в = -----,

тэ в, д кэ

Q (75)

от п

кэ

где Э, Q - выработка электроэнергии, отпуск тепла

от энергетическими котлами по подгруппе оборудования в целом, тыс. кВт.ч, Гкал;

кэ

Э, Q - то же оборудованием, введенным в эксплуатацию от

в в конца базового до конца прогнозируемого периода;

кэ

дельта Э, дельта Q - изменение выработки электроэнергии и

д д отпуска тепла энергетическими котлами в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым за
счет демонтажа оборудования, тыс. кВт.ч, Гкал;

р р.кэ

в, в - удельные расходы топлива по введенному

эв тэ в оборудованию, определенные на основе проектных данных и приведенные к фактическим
условиям работы в прогнозируемом периоде, г/(кВт.ч), кг/Гкал;

р р.кэ

в, в - удельные расходы топлива по демонтируемому

эд тэ д оборудованию, г/(кВт.ч), кг/Гкал.

8. Графиков нагрузки оборудования (потерь тепла при стабилизации тепловых процессов) - дельта в
стбл

р р -2

дельта в = в х (К - К) х 10 (76)

э стбл э б ст п ст б

р.кэ р.кэ -2

дельта в = в х (К - К) х 10, (77) тэ стбл тэ б ст п ст б

где К - коэффициент изменения удельного расхода топлива при
ст стабилизации режимов, %.

9. В составе прочих эксплуатационных факторов учитывается влияние на удельные расходы
топлива:

сжигания топлива непроектных видов и марок;

перевода котлов на сжигание другого вида топлива;

выполнения мероприятий по охране труда и окружающей среды, обеспечение требований ирригации
и рыбоводства.

34. Прогнозируемые значения нормативов удельных расходов

нр нр топлива на электроэнергию в [г/(кВт.ч)] и тепло в (кг/Гкал)

э п те п рассчитываются по формулам:

нр н р э р в = в - в х в х К (мю - мю) / в (78)

э п э п э б э п э п э б э б

нр н р т р в = в - в х в х К х (мю - мю) / в (79)

тэ п тэ п тэ б тэ п р т п т б тэ б

р р кэ -2 р в = [в (100 - альфа) + в х альфа] х 10 + Э х в / Q, (80)

тэ тэ ПВК ПВК ПВК тепл э от

н н

где v , v - номинальное значение удельного расхода топлива
э тэ на электроэнергию [г/(кВт.ч)] и тепло (кг/Гкал);

э т

K , K - коэффициент резерва тепловой экономичности

р р оборудования по отпуску электроэнергии и тепла;

мю , мю - степень использования резерва тепловой

э т экономичности оборудования по отпуску электроэнергии и тепла.

Расходы электроэнергии на собственные нужды рассчитываются по формулам:

сн(н)

1. Суммарный Э

п

сн(н) сн(н) сн(н) (81) $\Delta = \Delta + \Delta$

п э п тэ п

2. На выработку электроэнергии

сн(н) сн(н) сн $i = p \cdot t \cdot \Delta = (\Delta \cdot \Delta / \Delta + \text{дельта } \Delta) \times [1 + \text{сумма } (K - K)]$

э т б п б т пуск $i=1$ осв i п осв i б

-4 , сн(н)

$\times (\text{альфа} - \text{альфа}) \times 10] + K \times \text{дельта } \Delta$ (82)

i н i б э к

сн(н) сн(н) $3 \text{ кэ} - \text{сн} - 3 \Delta = \{ [\Delta \times 10 / (Q + Q) + \text{сумма дельта } \Delta] \times 10 \times$

к п к б э от б к i

р кэ сн $\times (Q - \text{дельта } Q + Q) + \text{дельта } \Delta \} \times$

э э (отр) от п к пуск

$j = s \cdot k \cdot -4 \times [1 + \text{сумма } (K - K) \times (\text{альфа} - \text{альфа}) \times 10]$, (83)

$j=1$ осв j п осв j б j п j б

сн сн

где Δ , Δ - расходы электроэнергии на собственные нужды

т к турбоагрегатов и энергетических котлов, тыс. кВт.ч;

сн сн

дельта Δ , дельта Δ - изменение расхода

т пуск к пуск электроэнергии на пуски по диспетчерскому графику турбоагрегатов и котлов, тыс.
кВт.ч

сн $i=p$ сн

дельта $\Delta = \text{сумма } \Delta \times (п - п)$ (84)

т пуск $i=1$ т пуск i п i б i

сн $j=m$ сн

дельта $\Delta = \text{сумма } \Delta \times (т - т)$, (85)

к пуск $j=1$ к пуск j п j б j сн сн

где дельта Δ , Δ - нормативные значения

т пуск i т пуск j технологических потерь электроэнергии при пусках турбоагрегатов и котлов, тыс.
кВт.ч;

принимаются в соответствии со значениями, указанными в энергетических характеристиках
оборудования.

-сн

дельта Δ - поправки к удельному расходу электроэнергии на

к i собственные нужды энергетических котлов на изменение значений внешних факторов в
прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, кВт.ч/Гкал.

сн(н)

3. На отпуск тепла Э

тэ п

сн(н) сн(н) , гв гв сн(н) $\Delta = \Delta \times (1 - K) + \Delta \times (Q - Q) / (Q - Q) + (\Delta - \Delta) \times$

тэ п к п э п пар б от от п от от б tepl ПВК б

гв гв сн(н) 3 ПВК -сн ПВК -3 $\times Q / Q + (\Delta \times 10 / Q + \text{сумма дельта э}) \times Q \times 10$ (86)

от п от б ПВК б от б ПВК i от п

сн сн сн

$\Delta = \Delta - \Delta - \Delta - \Delta$, (87) пар т к tepl

где Э - расход электроэнергии на насосы, используемые при

пар подготовке обессоленной воды для восполнения невозврата конденсата от потребителей пара, тыс. кВт.ч;

Э - расход электроэнергии на теплофикационную установку

тепл (пиковые водогрейные котлы; сетевые, конденсатные и подпиточные насосы; насосы, используемые для подготовки подпиточной воды), тыс. кВт.ч;

сн

Э - расход электроэнергии на механизмы собственных нужд

ПВК пиковых водогрейных котлов, тыс. кВт.ч;

-сн

дельта э - поправки к удельному расходу электроэнергии на

ПВК собственные нужды пиковых водогрейных котлов на изменение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде по сравнению с базовым, кВт.ч/Гкал.

35. По приводимым ниже формулам рассчитываются поправки к удельным расходам электроэнергии на собственные нужды

-сн -сн энергетических (дельта э) и пиковых водогрейных (дельта э)

к ПВК котлов при изменении:

-сн

1. Структуры сжигаемого топлива дельта э

к

-сн i=m -сн -сн -2 дельта э = сумма $[(\Delta - \Delta) \times (\text{бета} - \text{бета})] \times 10$ (88)

к с i=1 к i к о i п i б

-сн -сн -сн -2 дельта э = $[(\Delta - \Delta) \times (\text{бета} - \text{бета})] \times 10$, (89)

ПВК с ПВК м ПВК г ПВК гб ПВК гп

-сн -сн

где э , э - удельный расход электроэнергии на собственные

к о к i нужды энергетических котлов при работе на основном и каждом из других видов сжигаемого топлива, кВт.ч/Гкал;

-сн -сн

э , э - удельный расход электроэнергии на собственные

ПВК м ПВК г нужды пиковых водогрейных котлов при работе на мазуте и газе, кВт.ч/Гкал.

2. Качества твердого топлива

-сн j=1 -сн р р -4 дельта э = сумма $\text{дельта э} \times (Q - Q) \times \text{бета} \times 10$, (90)

к кач j=1 к кач j н j б н j п j п

-сн

где дельта э - изменение удельного расхода

к кач j электроэнергии на собственные нужды энергетических котлов (кВт.ч/Гкал) при изменении теплоты сгорания j-ой марки твердого топлива на 100 ккал/кг.

-сн

Ниже приводятся укрупненные значения дельта э

к кач j	+	-----	+		Уголь		АШ		Тощий		Бурый		Каменный		+	-----											
-----	+	-----	+	-----	+	-----	+	-----	+	-----	+	-----	+	-----	+	-----											
	+	-----	+		-сн						дельта э		0,90		0,25		0,70		1,0			к кач j					
	+	-----	+		-----	+		-----	+		-----	+		-----	+		-----	+		-----	+		-----	+		-----	+

IV. Методика расчета нормативов удельных расходов топлива по отопительным

(производственно-отопительным) котельным

36. Норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии отопительными (производственно-отопительными) котельными организаций жилищно-коммунального хозяйства определяется для целей тарифообразования в целом по организации - юридическому лицу.

НУР на производство тепловой энергии являются средневзвешенными по организации, основанными на балансе тепловой энергии, передаваемой в тепловые сети с коллекторов, и групповых нормативах удельного расхода топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии по каждому источнику тепла (котельной).

Групповой норматив удельного расхода топлива отражает значение расхода топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии при планируемых условиях производства.

Групповой норматив рассчитывается по индивидуальным нормативам, номинальной производительности, времени работы котлов и расчетной величине расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Групповой норматив удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии измеряется в килограммах условного топлива на 1 Гкал тепловой энергии (кг у.т./Гкал).

Индивидуальный норматив удельного расхода топлива - это норматив расхода расчетного вида топлива по котлу на производство 1 Гкал тепловой энергии при оптимальных эксплуатационных условиях.

37. При разработке нормативов удельных расходов топлива должны учитываться условия производства, достижения научно-технического прогресса, планы организационно-технических мероприятий, предусматривающие рациональное и эффективное использование топлива.

В нормативы удельного расхода топлива не должны включаться затраты топлива, вызванные отступлениями от правил технической эксплуатации и режимов функционирования оборудования теплоисточников, на строительство и капитальный ремонт зданий и сооружений, монтаж, пуск и наладку нового оборудования котельной, на научно-исследовательские и экспериментальные работы.

38. Установленные нормативы удельных расходов топлива должны пересматриваться при возникновении причин, существенно влияющих на расход тепловой энергии и топлива:

изменение вида или качества сжигаемого топлива;

выявление испытаниями новых характеристик котлов;

установка нового или реконструкция действующего оборудования.

39. Исходными данными для определения нормативов удельного расхода топлива являются: фактические технические данные оборудования (производительность, давление, коэффициент полезного действия и др.) и режим функционирования (по времени и нагрузке);

режимные карты, составленные в результате режимно-наладочных испытаний;

план организационно-технических мероприятий по рациональному использованию и экономии топливно-энергетических ресурсов;

информация о нормативах и фактических удельных расходах топлива за прошедшие годы.

40. Работа по определению нормативов удельного расхода топлива на планируемый (регулируемый) период проводится в следующей последовательности:

а) определяется плановая выработка тепловой энергии котельной (котельными);

б) уточняется характеристика сжигаемого топлива: низшая теплота сгорания, для угля - марка угля, влажность, зольность, фракционный состав (содержание мелочи класса 0-:6 мм, %);

---+-----	KB-ГМ	4	152,1	158,8	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----		6,5	151,8	158,4	-	-	-										
	+-----+-----+-----+-----+-----		10	155,3	162,3	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----		20; 30	160,5	164,2	-	-	-									
+-----+-----+-----+-----+-----	KB-ГМ (М; МС)	30	157,0	162,3	-	-	-	+-----+-----+-----+-----+-----		1	2	3	4	5	6	+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----	KB-ГМ	50	154,4	156,8	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----		100	153,6	155,3	-	-	-	+-----+-----+-----+-----+-----									
+-----+-----+-----+-----+-----	KB-ТС	4	174,4	176,2		+-----+-----+-----+-----+-----		6,5	-	-	173,8	174,0		+-----+-----+-----+-----+-----											
+-----+-----+-----+-----+-----		10	-	-	176,6	-		+-----+-----+-----+-----+-----		20	-	-	177,1	-		+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----		30	-	-	177,2	177,2		+-----+-----+-----+-----+-----		50	-	-	167,7	167,7		+-----+-----+-----+-----+-----									
-	KB-ТК	30	-	-	-	175,3		+-----+-----+-----+-----+-----		50	-	-	164,2		+-----+-----+-----+-----+-----										
---+-----+-----+-----+-----+-----	ТВГМ	30	158,9	162,2	-	-	+-----+-----+-----+-----+-----		ПТВМ	30	158,6	162,5	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----		50	159,4	162,7	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----		100	161,2	164,6	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----		100	210,0	-		+-----+-----+-----+-----+-----		Тула-3	0,7	-	-	211,6	-		+-----+-----+-----+-----+-----										
---+-----+-----+-----+-----+-----		Универсал-6М	0,5	-	-	213,2	-		+-----+-----+-----+-----+-----		Другие секционные	0,1 ч	173,1	178,5	213,2	238		+-----+-----+-----+-----+-----							
---+-----+-----+-----+-----+-----		котлы (НР-18,	НИИСТУ-5 и т. д.)		+-----+-----+-----+-----+-----		ПАРОВЫЕ КОТЛОАГРЕГАТЫ	+-----+-----+-----+-----+-----		ДКВР-13	МПа	2,5	158,7	159,4	174,4	189,0		+-----+-----+-----+-----+-----							
---+-----+-----+-----+-----+-----		4	157,3	159,4	174,0	188,5		+-----+-----+-----+-----+-----		6,5	155,6	160,5	171,9	186,3		+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----		10	155,6	159,6	171,1	184,3		+-----+-----+-----+-----+-----		20	157,7	158,7	170,9	185,1		+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----		ДЕ	4	157,1	159,4	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----		6,5	156,7	159,0	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----								
---+-----+-----+-----+-----+-----		10; 16	155,1	157,0	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----		25	154,8	156,8	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----		KE	2,5	-	-	171,5	175,3		+-----+-----+-----+-----+-----		4	-	-	175,0	177,0		+-----+-----+-----+-----+-----								
---+-----+-----+-----+-----+-----		6,5	-	-	173,6	174,8		+-----+-----+-----+-----+-----		10	-	-	171,3	174,2		+-----+-----+-----+-----+-----									
---+-----+-----+-----+-----+-----		25	-	-	164,4	165,3		+-----+-----+-----+-----+-----		E-1/9, E-0,8/9,	1; 0;	166,0	174,1	199,4	204		+-----+-----+-----+-----+-----								
---+-----+-----+-----+-----+-----		E-0,4/9	0,8; 0,4		+-----+-----+-----+-----+-----		ТП	20	154,7	-	166,4	170		+-----+-----+-----+-----+-----		30	153,5	154,8	-	-		+-----+-----+-----+-----+-----			
---+-----+-----+-----+-----+-----		35	-	155,0	162,0	163,0		+-----+-----+-----+-----+-----		Значения приведенных в таблице 1 удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии по данным завода-изготовителя при номинальной загрузке корректируются в соответствии с режимной картой конкретного котла, учитывающей техническое состояние, срок ввода в эксплуатацию и величину его фактической загрузки.															

Значения приведенных в таблице 1 удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии по данным завода-изготовителя при номинальной загрузке корректируются в соответствии с режимной картой конкретного котла, учитывающей техническое состояние, срок ввода в эксплуатацию и величину его фактической загрузки.

Нормативные характеристики используются для разработки нормативных коэффициентов, учитывающих отклонения условий эксплуатации от принятых при определении индивидуальных норм:

- нормативный коэффициент К учитывающий эксплуатационную нагрузку котлов;
- нормативный коэффициент К , учитывающий работу котлов без хвостовых поверхностей нагрева;
- нормативный коэффициент К , учитывающий использование нерасчетных видов топлива на данном типе котлов.

Коэффициенты К_к и К_н определяются как отношение значений 1 2 3 удельного расхода топлива при планируемых или фактических нагрузках бр котлов в условиях эксплуатации (b) и удельного расхода топлива

2 отсутствию чугунных экономайзеров в котлах паропроизводительностью до 20 т/ч при параметрах, соответствующих номинальной нагрузке. +-----+ | Вид
топлива | Значения коэффициента К | | 2 | +-----+-----+ | Газ |
1,025 - 1,035 | Мазут | 1,030 - 1,037 | Каменный уголь | 1,070 - 1,08 | Бурый уголь | 1,070 - 1,08 | +-----+
-----+

НЕПОДВИЖНЫМ СЛОЕМ | +-----| Бурые рядовые | 30 | 35 | 55 |
60 | 1,65 | 7 | 1 | | типа челябинских | | | | | | | | | | Бурые рядовые типа | 35 | 35 | 55 | 60 | 1,65 |
11 | 1 | | подмосковных | | | | | | | | | | Каменные типа | 20 | 35 | 55 | 60 | 1,65 | 7 | 1 | | Г, Д | | | |

Каменные	20	35	55	60	1,65	7	1	сильноспекающиеся	типа К, ПЖ
Каменные рядовые	18	35	55	100	1,85	18	0,5	тощие	
Антрацит АРШ	16	35	55	100	1,85	18	0,5	+-----+	

45. Интегральный нормативный коэффициент К определяется:

$$K = K_1 K_2 K_3 \quad (94)$$

1 2 3

Индивидуальный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии котлом, кг у.т./Гкал, определяется по выражению:

$$b_{\text{н}} = K(b) \cdot (95)$$

к.а к.а

46. Расчет групповых нормативов удельных расходов топлива на выработку тепловой энергии котельной производится в следующей последовательности.

Определение групповых нормативов удельного расхода топлива для котельной предусматривает:

а) определение средневзвешенного норматива по котельной в

бр целом (H);

ср

б) определение нормативной доли расхода тепловой энергии на собственные нужды (d) котельной;

сн

в) расчет группового норматива удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии котельной, кг у.т./Гкал, по формуле:

бр

H

ср

$$H = \frac{\sum_{i=1}^n b_{\text{н}i} \cdot Q_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{н}i}} \quad (96)$$

1 - d

сн

Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии котельной, кг у.т./Гкал, определяется по формуле:

бр бр бр

$$H = \frac{K_{a1} Q_{a1} + K_{a2} Q_{a2} + \dots + K_{ai} Q_{ai}}{Q_{a1} + Q_{a2} + \dots + Q_{ai}} \quad (97)$$

$$H = \frac{K_{a1} Q_{a1} + K_{a2} Q_{a2} + \dots + K_{ai} Q_{ai}}{Q_{a1} + Q_{a2} + \dots + Q_{ai}} \quad (97)$$

$$H = \frac{K_{a1} Q_{a1} + K_{a2} Q_{a2} + \dots + K_{ai} Q_{ai}}{Q_{a1} + Q_{a2} + \dots + Q_{ai}}$$

$$H = \frac{K_{a1} Q_{a1} + K_{a2} Q_{a2} + \dots + K_{ai} Q_{ai}}{Q_{a1} + Q_{a2} + \dots + Q_{ai}}$$

бр бр бр

где H₁, H₂, H_i - индивидуальный норматив

K_{a1}, K_{a2}, K_{ai} удельного расхода топлива для каждого котла при планируемой нагрузке, кг у.т./Гкал;

Q_{a1}, Q_{a2}, Q_{ai} - производство тепловой энергии каждым

K_{a1}, K_{a2}, K_{ai} котлом в котельной на планируемый период, Гкал.

47. Доля расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной (d) определяется расчетным или опытным методами.

сн

Расход тепла на собственные нужды котельной по элементам затрат в процентах от нагрузки приведен в таблице 4. Показатели определены для следующих условий:

а) максимальная величина продувки котлов производительностью 10 т/ч пара - 10%, больше 10 т/ч пара - 5%; при определении нормативного расхода тепловой энергии на собственные нужды в реальных условиях следует принимать величину продувки по результатам ранее проведенных режимно-наладочных испытаний;

б) возврат конденсата 90-95% количества пара, производимого котлами, температура

H - индивидуальный норматив удельного расхода топлива котлом

i, j по расчетному виду топлива j , кг у.т./Гкал;

Q - номинальная производительность котла типа i , Гкал/ч;

o_i

T - продолжительность функционирования в регулируемом

p_{ij} периоде всех котлов типа i на расчетном топливе вида j , ч;

n - количество типов котлов;

m - количество видов топлива;

N - количество котлов типа i , работающих на топливе вида j .

i, j

Значение d в этом случае определяется на основе анализа сн отчетных данных с учетом планируемых организационно-технических мероприятий по экономии тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Нормативная доля расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной определяется по предыдущему году:

Q_n

с.н Q

$d = \frac{Q_n}{Q} = (1 - \frac{Q_n}{Q}), (99)$

сн бр бр

Q, Q

где

n

Q - количество тепловой энергии (нетто), выработанной котельной, тыс. Гкал;

бр

Q - количество тепловой энергии (брутто), произведенной котельной, тыс. Гкал.

49. Интегральный нормативный коэффициент K учитывает отклонение планируемых условий эксплуатации от условий эксплуатации, принятых при расчете индивидуальных нормативов. В этом случае он определяется расчетно-аналитическим и расчетно-статистическим методами на основе информации о фактических расходах топлива и выработанной тепловой энергии за ряд лет.

Фактическое значение этого коэффициента за отчетный период определяется по уравнению:

V

ϕ

$K = \frac{V}{\phi} = \frac{V}{\phi}, (100)$

$\phi, бр, бр$

H, Q

ср

где

V - фактический расход топлива за отчетный год,

ϕ тыс. кг у.т.;

бр

H - средневзвешенный норматив удельного расхода топлива,

ср кг у.т./Гкал, полученный по формуле (90); при этом для расчета принимается фактическая

продолжительность функционирования котлов каждого типа на каждом расчетном виде топлива;

бр

Q - количество выработанной тепловой энергии за отчетный год, тыс. Гкал.

V. Методика расчета нормативов удельных расходов топлива по дизельным электростанциям

50. Расчеты НУР по дизельным электростанциям (далее - ДЭС) выполняются на основе паспортных данных дизель-генераторов, нагрузочных характеристик дизелей, регулировочных характеристик

ДГ, принимаемых по справочной литературе или по данным заводов - изготовителей оборудования. В паспортных и справочных данных указываются технические параметры, соответствующие режиму номинальной мощности ДГ: удельный расход топлива, коэффициент, полезного действия (далее - КПД) генератора, мощности дизеля и дизель-генератора и т. д.

НУР определяются путем введения корректирующих коэффициентов к паспортным удельным расходам топлива на:

прогнозируемую нагрузку;

износ двигателя;

пуски и остановки;

отпуск тепла от утилизационных газо-водогрейных котлов;

потребление электроэнергии на собственные нужды;

теплотворную способность топлива.

51. Расчеты НУР выполняются по каждому ДГ, установленному на электростанции и в целом по ДЭС.

52. Затраты электроэнергии на собственные нужды ДЭС, за исключением циркуляционных насосов системы теплоснабжения, относятся на электроэнергию. Затраты тепла на собственные нужды ДЭС относятся к производственным нуждам.

53. В качестве исходных данных при расчете НУР принимаются ожидаемые по ДЭС значения показателей, характеризующих объемы производства энергии, режимы и условия эксплуатации.

К основным из этих показателей относятся (для каждого из месяцев периода прогнозирования):

выработка электроэнергии;

средний часовой расход циркуляционной воды через котел-утилизатор, температура

циркуляционной воды на входе и выходе из котла;

теплотворная способность топлива;

количество пусков и планируемое число часов работы каждого ДГ.

Выработка электроэнергии принимается в соответствии с энергобалансом, а при его отсутствии, как и значения остальных перечисленных показателей, - по средним эксплуатационным величинам за последние три года.

54. Абсолютный расход топлива каждым i -ым ДГ на отпуск электроэнергии определяется по формуле:

-З

$B = (b \cdot K \cdot K_{\text{изн}} \cdot \varepsilon \cdot 10^3 / \eta_{\text{г}} +$

$\varepsilon_{\text{г}}(i) \cdot \text{изн}_{\text{реж}} \cdot \text{выр}_{\text{ген}} \cdot$

$\rho_{\text{о}}$

$+ B \cdot n \cdot \tau_{\text{ау}}) \cdot Q / 7000 - Q / 7$, тут, (101)

ххi ххi ххi h утi

где b - удельный расход топлива дизелем при номинальной

$\varepsilon_{\text{г}}(i)$ мощности (по паспортным данным), г/кВт.ч;

K - коэффициент износа. Для ДГ, прошедших капитальный ремонт

изн или с истекшим сроком службы принимается равным 1,05;

$K_{\text{реж}}$ режимный коэффициент, учитывающий изменение удельного

реж і расхода топлива при работе ДГ с нагрузкой, меньшей номинальной.

$K = b / b_{\text{реж}}(i) \cdot \varepsilon_{\text{г}}(i)$

b - удельный расход топлива на рассматриваемом долевом

$\varepsilon_{\text{г}}(i)$ режиме, г/кВт.ч. Определяется по нагрузочной характеристике дизеля, которая приводится в

технической документации или принимается по справочным данным. При отсутствии расходной

характеристики коэффициент K может быть рассчитан по эмпирической формуле:

реж і

$K = 0,87 + 0,13 \cdot N / N_{\text{ном}}(i)$ (103) реж і ном і ф і

Э - планируемая выработка электроэнергии ДГ, тыс. кВт.ч.

вырі

$\Sigma = \Sigma * N / \text{сумма } N \text{ тыс. кВт.ч. (104)}$

вырі выр(ДЭС) номі номі,

Э - планируемая выработка электроэнергии по ДЭС в

выр(ДЭС) целом, тыс. кВт.ч;

N - номинальная мощность ДГ, кВт;

номі

эта - КПД генератора. Если в расчетах используется удельный

ген расход топлива дизель-генератора, то из формулы (101) КПД генератора исключается. При

отсутствии данных по изменению КПД генератора от нагрузки может быть использована следующая зависимость:

$\text{эта} = 1 - (1 - \text{эта}) * (1 + A) / (2 * A) \text{ (105)}$

ген ген(ном)

$A = (1 + N / N) \text{ (106)}$

фі номі

З

$N = \Sigma * 10 / \text{тау} , \text{ кВт (107)}$

фі вырі рабі

тау - число часов работы ДГ в регулируемом периоде, ч

рабі

B - средний часовой расход топлива при работе ДГ на

ххі холостом ходу, т/ч. Принимается по паспортным данным;

n - количество пусков ДГ за период регулирования;

ххі

тау - продолжительность работы дизеля на холостом ходу, ч;

хх

Q - отпуск тепла от котла-утилизатора, Гкал.

уті

-З

$Q = G * (t - t) * 10 * \text{тау} , \text{ Гкал (108)}$

уті ві 2 1 отопі

З

G - производительность циркуляционного насоса, м /ч;

в

t , t - температуры циркуляционной воды на входе и выходе из

1 2 о утилизационного котла, С.

тау - продолжительность работы системы теплоснабжения, ч;

отоп

55. Нормативные удельные расходы топлива по ДЭС в целом рассчитываются по формулам:

на отпуск электроэнергии:

З

$b = \text{дельта } B * K * 10 / \Sigma , \text{ г/кВт.ч (109)}$

э(ДЭС) эдгі сн выр(ДЭС)

на отпуск тепла:

$\text{ЦН } b = 142,9 + b * \text{сумма } (N * K * \text{тау}) *$

тэ(ДЭС) э(ДЭС) усті загі отопі

$-З * 10 / (\text{сумма } Q * (1 - \text{альфа})), \text{ кг/Гкал, (110) уті } Q_{\text{снДЭС}}$

от тепловых электростанций и

котельных

(образец) +-----+ | НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ

ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО | | ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЮ | | _____ | |

(наименование ТЭС, котельной, организации) | | | Книга 2. ГРАФИКИ ИСХОДНО-НОМИНАЛЬНЫХ

УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ | | ТОПЛИВА, ГРАФИКИ МИНИМАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, | | МАКЕТ

РАСЧЕТА НОМИНАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, НОРМАТИВОВ | | УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА | | | Группа

(подгруппа) оборудования _____ | | (наименование группы | | (подгруппы)) | | |

+-----+ Срок действия с " __ " _____ 200_ г. по " __ " _____

200_ г. Количество сброшюрованных листов _____ С О Г Л А С О В А Н О: Главный инженер

(Руководитель) _____ (наименование экспертной

организации) (подпись) (Ф. И. О.) Главный инженер (Руководитель) _____

(наименование организации) (подпись) (Ф. И. О.) Главный инженер (Руководитель)

(наименование ТЭС, котельной) (подпись) (Ф. И. О.)
