МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОЛОЖЕНИЕ
О НОРМИРОВАНИИ РАСХОДА ТОПЛИВА
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 153-34.0-09.154-99

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1999

gost.e-ecolog.ru

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" и Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России"

Исполнители *Н.Л. АСТАХОВ, А.Г. ДЕНИСЕНКО, В.С. ЦВЕТКОВ* (АО "Фирма ОРГРЭС"), *В.Ф. КАЛИНОВ* (Департамент электрических станций)

Согласовано с Российским акционерным обществом энергетики и электрификации "ЕЭС России" 16.07.99 г.

Первый заместитель
председателя правления *О.В. БРИТВИН*

Утверждено Министерством топлива и энергетики Российской Федерации 21.07.99 г.

Министр *В.И. КАЛЮЖНЫЙ*

В настоящем Положении приведены требования к нормативно-техническим документам (НТД) по топливоиспользованию, основные применяемые термины и определения, перечень руководящих документов и типовых характеристик энергооборудования, определены группы тепловых электростанций и котельных, для которых обязательно наличие НТД, а также срок действия, порядок и очередность их согласования, утверждения и пересмотра.

Положение распространяется на акционерные общества энергетики и электрификации (АО-энерго) Российской Федерации, входящие в них тепловые электростанции (ТЭС) и районные котельные, а также на следующие подразделения РАО "ЕЭС России":

департамент, курирующий вопросы топливоиспользования;

представительства по управлению акционерными обществами;

дочерние АО-энерго;

ТЭС – акционерные общества;

ТЭС – филиалы.

С выходом настоящего Положения отменяется действие "Положения о разработке, согласовании и утверждении нормативно-технических документов по топливоиспользованию: РД 34.09.154-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1995).

© СПО ОРГРЭС, 1999

УДК 621.311

ПОЛОЖЕНИЕ О НОРМИРОВАНИИ
РАСХОДА ТОПЛИВА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

РД 153-34.0-09.154-99

Вводится в действие
с 10.12.99 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Нормирование показателей топливоиспользования на тепловых электростанциях — установление технически обоснованных значений параметров и показателей работы оборудования, удельных расходов топлива на отпускаемые электроэнергию и тепло.

1.2. Основные задачи нормирования — проведение объективного анализа работы оборудования ТЭС, выявление причин нерационального расхода топлива и осуществление режима его экономии.

1.3. Нормированию в обязательном порядке подлежат расходы топлива стационарных тепловых электростанций мощностью 10 МВт и более и районных котельных теплопроизводительностью 50 Гкал/ч и более.

Решение о целесообразности нормирования расходов топлива на электростанциях и районных котельных[1] меньшей мощности и теплопрозводительности принимает Представительство РАО "ЕЭС России" по управлению акционерными обществами[2].

1.4. Нормирование расходов топлива на электростанциях осуществляется на основе НТД по топливоиспользованию.

1.5. Нормативно-технические документы по топливоиспользованию каждой электростанции должны содержать:

энергетические характеристики котлов каждой из подгрупп оборудования;

энергетические характеристики турбоагрегатов каждой из подгрупп оборудования;

[1] Далее упоминаются только электростанции.
[2] Далее — Представительство РАО "ЕЭС России".

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;

пояснительную записку по разработке (переработке) энергетических характеристик оборудования и зависимостей затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды (см. п. 9 приложения А);

графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпускаемые электроэнергию и тепло;

протокол установления значений степени использования резервов тепловой экономичности оборудования с перечнем мероприятий по их реализации;

макеты расчета номинальных и нормативных удельных расходов и экономии топлива;

краткую пояснительную записку, отражающую результаты разработки (пересмотра) НТД.

1.6. Энергетические характеристики оборудования и зависимости затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды подгруппы, группы оборудования, электростанции в целом разрабатываются в соответствии с требованиями отраслевых руководящих документов (см. приложение А) с использованием типовых энергетических характеристик (ТЭХ) оборудования ТЭС (приложение Б).

1.7. Приводимые в составе энергетических характеристик оборудования поправки на изменение параметров и показателей используются для:

определения номинального значения параметра или показателя при фактических или прогнозируемых значениях внешних факторов на основе исходно-номинального значения параметра или показателя;

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

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

средние за 12 мес, предшествующих разработке (пересмотру) НТД, значения коэффициентов резерва тепловой экономичности по отпуску тепла (энергетическими и пиковыми водогрейными котлами) и электроэнергии;

значения степени использования резерва тепловой экономичности по отпуску тепла (энергетическими и пиковыми водогрейными котлами) и электроэнергии нарастающим итогом для декабря каждого года (и для последнего месяца) периода действия НТД.

1.9. Для электростанций, на которых установлено 2-3 разнотипных и разноэкономичных турбоагрегата, значение коэффициента резерва по отпуску электроэнергии может быть дифференцировано поагрегатно.

1.10. Значения степени использования резервов тепловой экономичности устанавливаются в следующем порядке:

1.10.1. Электростанция разрабатывает комплекс мероприятий, обеспечивающих полную реализацию резервов. По каждому мероприятию указываются его техническая сущность и годовая экономия условного топлива.

1.10.2. Представительство РАО "ЕЭС России" совместно с электростанцией и АО-энерго:

оценивает обеспеченность разработанных мероприятий материальными ресурсами и денежными средствами;

составляет перечень мероприятий, принятых к реализации в предстоящее пятилетие, с указанием сроков их выполнения;

устанавливает значения степени использования резервов тепловой экономичности оборудования, исходя из экономической эффективности и сроков выполнения принятых к реализации мероприятий;

составляет протокол рассмотрения мероприятий, в котором указываются значения степени использования резервов тепловой экономичности по годам предстоящего пятилетия, приводятся обоснования недостаточного их уровня.

Протокол подписывается руководством электростанции и АО-энерго, утверждается руководством Представительства РАО "ЕЭС России".

К протоколу прилагается перечень намеченных к выполнению мероприятий (с указанием экономического эффекта и срока выполнения).

1.11. Макет расчета номинальных и нормативных удельных расходов, экономии (перерасхода) топлива регламентирует порядок расчета номинальных и нормативных значений показателей, содержащихся в отчете электростанции о тепловой экономичности оборудования, содержит расчетные формулы и ссылки на источники первичной информации.

В зависимости от состава оборудования, особенностей его тепловых схем, режимов работы, вида сжигаемого топлива электростанцией могут быть разработаны макеты для каждой из подгрупп оборудования или один унифицированный макет.

При расчетах в качестве исходных материалов должны использоваться энергетические характеристики оборудования.

Макеты должны отражать:

исходно-номинальные значения основных и промежуточных 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 (или предельные) значения внешних факторов и их отличия от значений, принятых при построении энергетических характеристик;

значения поправок к основным и промежуточным 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,

номинальные значения удельных расходов топлива;

значения коэффициентов резерва тепловой экономичности оборудования;

нормативные значения удельных расходов топлива;

показатели экономии (или перерасхода) топлива.

1.12. Пояснительная записка, отражающая результаты разработки (пересмотра) НТД, 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 неустранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования;

резервы тепловой экономичности по отпуску тепла (энергетическими и пиковыми водогрейными котлами) и электроэнергии, их основные составляющие; коэффициенты резервов тепловой экономичности;

степень использования резервов тепловой экономичности; причины, не позволяющие в течение пятилетия после разработки (переработки) энергетических характеристик оборудования полностью использовать резервы.

1.13. Срок действия НТД по топливоиспользованию устанавливается в зависимости от степени их проработки и достоверности исходных материалов, но не может превышать 5 лет.

Причины внеочередного пересмотра НТД приведены в п. 3.4.

1.14. Разработанные (пересмотренные) НТД по топливоиспользованию подвергаются экспертизе, согласовываются и утверждаются в соответствии с положениями разд. 3.

1.15. По истечении отчетного месяца электростанция на основе НТД по топливоиспользованию определяет номинальные значения показателей работы оборудования, фактические, номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива и помещает их в отчет о тепловой экономичности оборудования.

1.16. Для текущего (помесячного) нормирования удельных расходов топлива:

среднегодовые значения коэффициентов резерва тепловой экономичности могут быть дифференцированы по кварталам (месяцам года);

значения степени использования резервов тепловой экономичности в каждом году пятилетия должны быть дифференцированы по кварталам (месяцам) в соответствии с экономической

эффективностью и сроками выполнения намеченных мероприятий по повышению экономичности оборудования.

2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. Энергетическая характеристика оборудования — комплекс зависимостей номинальных и исходно-номинальных значений технико-экономических показателей его работы в абсолютном, удельном или относительном исчислении от нагрузки или других нормообразующих показателей при фиксированных значениях внешних факторов.

Разрабатывается для конкретной тепловой схемы технически исправного оборудования при условии отсутствия упущений в его эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте.

Включает систему поправок к отдельным показателям на изменение внешних факторов, отклонение фактических значений параметров и показателей от номинальных.

Энергетические характеристики котлов и турбоагрегатов содержат зависимости затрат электроэнергии и тепла на их индивидуальные механизмы, установки и аппараты собственных нужд.

2.2. Исходно-номинальные значения показателей — значения, характеризующие максимально достижимую экономичность оборудования при фиксированных значениях внешних факторов.

Устанавливаются, исходя из особенностей режимов энергопотребления и требований по охране окружающей среды. Учитывают точность исходного материала, использованного при разработке энергетических характеристик, старение (износ) оборудования, наличие неустранимых дефектов проектирования, изготовления и монтажа, эксплуатационный допуск.

2.3. Номинальные значения показателей — значения, определенные путем введения к исходно-номинальным значениям поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных.

2.4. Точность исходного материала — погрешности, содержащиеся в исходных материалах, использованных при разработке энергетических характеристик оборудования.

Отражает погрешности тепловых испытаний, типовых энергетических характеристик, конструкторских и тепловых расчетов.

2.5. Старение (износ) оборудования — технологически невосстанавливаемый ремонтами естественный физический износ

оборудования при длительной его эксплуатации, приводящий к ухудшению технического состояния, снижению экономичности и надежности работы.

2.6. Эксплуатационный допуск — коэффициент, учитывающий снижение экономичности оборудования в межремонтный период.

2.7. Качество проектирования, изготовления и монтажа — приводящие к снижению экономичности оборудования погрешности при проектировании его отдельных узлов, а также отступления от принятых технологий при изготовлении и монтаже отдельных экземпляров оборудования.

2.8. Внешние факторы — объективные факторы, оказывающие влияние на экономичность работы оборудования, значения которых не зависят от деятельности производственного персонала электростанции и подрядных ремонтных организаций.

2.9. Фиксированные значения внешних факторов — принятые при разработке энергетических характеристик значения, близкие к среднегодовым, или наиболее удобные при выполнении расчетов.

2.10. Группа оборудования — 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.

2.11. Подгруппа энергоблоков — совокупность только пылеугольных или газомазутных котлов и работающих совместно с ними конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с соответствующим давлением свежего пара и одинаковой мощностью.

2.12. Подгруппа оборудования с поперечными связями — совокупность конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с одинаковыми параметрами свежего пара и котлов, обеспечивающих работу данных турбоагрегатов.

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

2.13. Макет расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива — форма таблицы, отражающая порядок расчета по истечении отчетного месяца номинальных значений показателей работы турбоагрегатов и котлов, номи-

нальных и нормативных значений удельных расходов топлива, экономии топлива, определяющая источники первичной информации и содержащая расчетные формулы.

2.14. Исходно-номинальный удельный расход топлива ($b^{исх}$) — удельный расход топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фиксированных значениях внешних факторов.

Изображается графически в диапазоне наиболее вероятных значений электрической и тепловой нагрузок оборудования электростанции зимнего и летнего периодов года. На графике приводятся поправки на изменение значений внешних факторов.

2.15. Номинальный удельный расход топлива ($b^{н}$) — удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фактических значениях внешних факторов.

По истечении отчетного месяца рассчитывается для фактического состава работавшего оборудования, его электрических и тепловых нагрузок.

Отражает наименьшие реально достижимые затраты топлива при упомянутых выше условиях.

2.16. Резерв тепловой экономичности оборудования ($\Delta b_р$) — положительная разность между фактическим (b) номинальным ($b^{н}$) значениями удельных расходов топлива:

$$\Delta b_р = b - b^{н}.$$

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

2.18. Коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования ($k_р$) — максимальный уровень снижения расхода топлива, который может быть достигнут за счет ликвидации устранимых дефектов проекта, изготовления и монтажа оборудования, недостатков его эксплуатации, технического обслуживания и ремонта:

$$k_р = \frac{b - b^{н}}{b^{н}} = \frac{\Delta b_р}{b^{н}}.$$

2.19. Степень использования резерва тепловой экономичности оборудования (μ_i) — доля резерва, предусмотренная к реали-

зации к концу каждого года (и последнего месяца) периода действия НТД:

$$\mu_i = \frac{\Delta b_{i\,p}}{b_p}.$$

2.20. Нормативный удельный расход топлива ($b^{нр}$) — максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива.

Определяется на основе номинального расхода топлива $b^{н}$ с использованием коэффициентов k_p и μ_i, учитывающих наличие резерва тепловой экономичности оборудования и степени его использования:

$$b^{нр} = b^{н} \cdot [1 + k_p \cdot (1 - \mu_i)].$$

2.21. Перерасход топлива — положительная разность между фактическим и нормативным значениями расхода топлива.

Обуславливается невыполнением в срок намеченных мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности оборудования, снижением уровня его эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

2.22. Экономия топлива — отрицательная разность между фактическим и нормативным значениями расхода топлива.

Является результатом опережения сроков выполнения намеченных мероприятий по реализации резерва тепловой экономичности оборудования, осуществления дополнительных мероприятий, повышения уровня эксплуатации, технического обслуживания и ремонта оборудования.

3. ПОРЯДОК СОГЛАСОВАНИЯ И УТВЕРЖДЕНИЯ НТД ПО ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЮ

3.1. Оформление

3.1.1. Каждый лист НТД по топливоиспользованию, содержащий графические зависимости показателей, графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, а также последний лист макета должны быть подписаны главным инженером электростанции, начальником соответствующей службы (отдела) АО-энерго, ведущим специалистом экспертной организации.

3.1.2. Нормативно-технические документы по топливоиспользованию брошюруются в две книги.

В первую книгу включаются энергетические характеристики котлов и турбоагрегатов, графики исходно-номинальных затрат энергии на общегрупповые и общестанционные механизмы и установки собственных нужд, графики технологических потерь тепла.

Во вторую книгу включаются краткая пояснительная записка, отражающая результаты пересмотра (разработки) НТД по топливоиспользованию, графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, макет расчета номинальных и нормативных значений показателей работы оборудования, экономии (перерасхода) топлива, протокол установления степени использования резервов тепловой экономичности оборудования и приложение к нему.

На титульных листах обеих книг должны быть предусмотрены подписи должностных лиц организаций и подразделений, упомянутых в пп. 3.2.1 и 3.3 настоящего Положения, указаны срок действия НТД и количество сброшюрованных листов.

3.2. Согласование

3.2.1. Перед утверждением в РАО "ЕЭС России" подлежат согласованию с АО-энерго, экспертной организацией и Представительством РАО "ЕЭС России":

нормативно-технические документы в полном объеме электростанций мощностью более 300 МВт;

графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, макеты расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива электростанций мощностью от 100 до 300 МВт.

3.2.2. Головной экспертной организацией является Открытое акционерное общество "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" (АО "Фирма ОРГРЭС", Москва). К работам по согласованию НТД оно может привлекать региональные специализированные организации: АО НПП "ЮгОРГРЭС" (г. Краснодар), АО "УралОРГРЭС" (г. Екатеринбург), АО "Сибтехэнерго" (г. Новосибирск), Дальтехэнерго (г. Владивосток).

3.2.3. Совместно с НТД по топливоиспользованию электростанция обязана представить экспертной организации:

отчеты об испытаниях оборудования;

копии заполненных макетов расчета номинальных и нормативных значений показателей работы оборудования за каждый из 12 мес , предшествующих пересмотру НТД;

сводную таблицу, содержащую следующие показатели (за каждый из 12 мес, предшествующих пересмотру НТД, и в целом за год):

фактические и номинальные удельные расходы топлива на отпуск тепла (энергетическими и пиковыми водогрейными котлами) и электроэнергии;

абсолютный расход топлива (общий);

удельный расход тепла брутто турбоагрегатами на выработку электроэнергии;

к.п.д. брутто котлов;

удельные расходы тепла и электроэнергии на собственные нужды турбоагрегатов и котлов, теплофикационной установки.

3.2.4. Электростанция обязана представить экспертной организации скорректированные данные о работе оборудования, если в процессе рассмотрения представленных ею материалов будут обнаружены отступления при расчетах показателей от требований действующих Методических указаний по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования.

3.3. Утверждение

Нормативно-технические документы по топливоиспользованию утверждаются:

3.3.1. В полном объеме по электростанциям мощностью менее 100 МВт — АО-энерго.

3.3.2. По электростанциям мощностью от 100 до 300 МВт:

энергетические характеристики оборудования — Представительством РАО "ЕЭС России";

графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, макеты расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива — подразделением департамента РАО "ЕЭС России", курирующего вопросы топливоиспользования.

3.3.3. По электростанциям мощностью более 300 МВт:

энергетические характеристики оборудования — подразделением департамента РАО "ЕЭС России", курирующего вопросы топливоиспользования;

графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, макеты расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива — руководством департамента РАО "ЕЭС России", курирующего вопросы топливоиспользования.

3.4. Пересмотр

3.4.1. Пересмотр НТД по топливоиспользованию производится при:

истечении срока действия НТД;

переводе котлов на сжигание топлива другого вида, другого месторождения 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, демонтаже физически изношенного или морально устаревшего оборудования;

изменении условий и режимов работы оборудования, возникновении дополнительных ограничений;

возникновении существенных необъяснимых расхождений между фактическими и номинальными значениями показателей, фактическими, номинальными и нормативными значениями удельных расходов топлива;

обнаружении фактов искажения показателей работы оборудования, упорядочении системы учета и отчетности.

3.4.2. В результате пересмотра НТД определяются новые значения коэффициентов резерва тепловой экономичности оборудования, разрабатываются мероприятия по устранению недостатков в эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте оборудования, ликвидации устранимых дефектов его проекта, изготовления и монтажа, устанавливается степень использования резерва тепловой экономичности в каждом из году до очередного срока пересмотра НТД.

При этом энергетические характеристики оборудования могут быть переработаны полностью или частично, а также переутверждены без изменения.

Продление срока действия НТД является результатом их пересмотра.

3.4.3. Все частичные изменения и дополнения НТД, а также продление срока их действия оформляются протоколом, содержащим причины изменения показателей и обоснование их новых значений. Протокол утверждается в порядке, предусмотренном п. 3.3.

3.4.4. Графики пересмотра НТД составляет головная экспертная организация или по ее поручению региональные специализированные организации (см. п. 3.2.2).

Приложение А

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ОТРАСЛЕВЫХ РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ ПО ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЮ

1. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

Изменение №1 РД 34.08.552-95. Утверждено Минтопэнерго РФ 15.05.98 г.

2. Методические указания по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях и в электрообъединениях: РД 34.08.559-96. – М.: СПО ОРГРЭС, 1997.

3. Методика определения удельных расходов топлива на тепло в зависимости от параметров пара, используемого для целей теплоснабжения: РД 34.09.159-96. – М.: СПО ОРГРЭС, 1997.

4. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива: РД 153-34.0-09.115-98. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

5. Методические указания по организации учета топлива на тепловых электростанциях: РД 34.09.105-96. – М.: СПО ОРГРЭС, 1997.

Изменение №1 РД 34.09.105-96. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 21.04.98 г.

Изменение №2 РД 34.09.105-96. Утверждено РАО "ЕЭС России" 28.12.98 г.

6. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. – М.: Издательство МЭИ, 1995.

7. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении: РД 34.09.101-94. – М: СПО ОРГРЭС, 1995.

Изменение №1 РД 34.09.101-94. Утверждено Главгосэнергонадзором России 22.09.98 г.

8. Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей мощных отопительных ТЭЦ. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1983:

Часть I. Организационно-технологическая сущность расчетов.

Часть II. Исходная информация и алгоритмы ее предварительной обработки.

Часть III. Алгоритмы расчета показателей для анализа эконо-

9. Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. Части 1 и 2.— М.: СПО ОРГРЭС, 1991.

10. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД.34.09.155-93.— М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

Изменение №1 РД 34.09.155-93. Утверждено Минтопэнерго РФ 21.07.99 г.

11. Методические указания по составу и форме представления типовых энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций (М.: Союзтехэнерго, 1987)[1].

12. Методические указания по построению энергетических характеристик тягодутьевых машин котельных установок электростанций: МУ 34-00-110-85.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.

Изменение №1 МУ 34-00-110-85. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 02.07.99 г.

13. Указания по нормированию показателей работы гидроохладителей в энергетике.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.

14. Методика расчета поправок к мощности, расходу свежего пара и удельному расходу теплоты на отклонение параметров и условий от номинальных для турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара: МТ 34-70-027-86.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

Изменение №1 МТ 34-70-027-86. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 02.07.99 г.

15. Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1981.

16. Методические указания по нормированию расходов тепла на отопление и вентиляцию производственных зданий тепловых электростанций: МУ 34-70-079-84.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.

Изменение №1 МУ 34-70-079-84. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 02.07.99 г.

17. Методика расчета расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: РД 153-34.1-37.530-98.— М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

[1] Не изданы.

18. Нормы расхода электроэнергии и тепла на размораживание твердого топлива при разгрузке: НР 34-70-047-83.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1984*.

19. Нормы расхода тепла на мазутные хозяйства тепловых электростанций: НР 34-70-045-83.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1984*.

20. Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160—1200 МВт тепловых электростанций: РД 34.09.106-94. Методика расчета потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160—1200 МВт тепловых электростанций: РД 34.09.156-94.— М.: ПМБ ВТИ, 1994.

21. Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках теплофикационных энергоблоков мощностью 110—250 МВт тепловых электростанций: РД 34.09.112-89. Методика расчета потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках теплофикационных энергоблоков мощностью 110—250 МВт тепловых электростанций: РД 34.09.111-89.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

Изменение №1 РД 34.09.111-89. Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 22.03.94 г.

Изменение №2 РД 34.09.111-89. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 05.01.98 г.

Изменение №1 РД 34.09.112-89. Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 22.03.94 г.

Изменение №2 РД 34.09.112-89. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 05.01.98 г.

22. Методика расчета потерь топлива, пара и электроэнергии при пусках после остановов с расхолаживанием турбины и после ремонтов энергоблоков СКД КЭС: РД 34.09.116-96. Нормы потерь топлива, пара и электроэнергии при пусках после остановов с расхолаживанием турбины и после ремонтов энергоблоков СКД КЭС: РД 34.09.158-96.— М.: ПМБ ВТИ, 1997.

23. Нормы затрат топлива и электроэнергии на работу турбоагрегатов К-50-90, К-100-90 и К-200-130 ЛМЗ в режимах вращающегося резерва и синхронного компенсатора: НР 34-70-060-84.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.

Изменение №1 НР 34-70-060-84.

Изменение №2 НР 34-70-060-84. Утверждено Департаментом

---

* Данные Нормы перерабатываются.

стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 02.07.99 г.

24. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей: МУ 34-70-104-85.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.

Изменение №1 МУ 34-70-104-85. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 02.07.99 г.

25. Методические указания по испытанию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов ТЭС: МУ 34-70-184-87.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

Изменение №1 МУ 34-70-184-87. Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 02.07.99 г.

26. Положение о согласовании и утверждении ограничений установленной электрической мощности тепловых электростанций: РД 153-34.1-09.312-99.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

27. Методические указания по определению ограничений установленной мощности тепловых электростанций: МУ 34-70-084-84.– М.: СПО Союзтехэнерго 1984.

Изменение №1 МУ 34-70-084-84. Утверждено РАО "ЕЭС России" 11.06.99 г.

28. Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения: МУ 34-70-143-86.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

Изменение №1 МУ 34-70-143-86. Утверждено РАО "ЕЭС России" 11.06.99 г.

29. Положение о перемаркировке основного энергетического оборудования электростанций акционерных обществ энергетики и электрификации Российской Федерации: РД 34.04.151-94.– М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

Приложение 1

ТИПОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Наименование и обозначение ТЭХ	Кем разработана	Дата утверждения
Турбоагрегаты конденсационные		
ТЭХ турбоагрегата К-800-240-5 ЛМЗ	Уралтехэнерго	04.07.94, не издана
ТЭХ турбоагрегата К-500-240-2 ХТГЗ. ТХ 34-70-012-85	Уралтехэнерго	02.07.85
ТЭХ турбоагрегата К-300-240 ХТГЗ второй модификации	ЮО ОРГРЭС	28.08.75
ТЭХ турбоагрегата К-300-240-2 ХТГЗ (для турбин, начиная с заводского №114039)	Южтехэнерго	14.02.77
ТЭХ турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ (для турбин до заводского №1198)	ЮО ОРГРЭС	24.12.75
ТЭХ нетто турбоагрегата К-200-130 ЛМЗ	ДО ОРГРЭС	24.09.71
ТЭХ нетто турбоагрегата К-160-130 ХТГЗ	ЮО ОРГРЭС	05.07.74
ТЭХ турбоагрегата К-100-90-6 (ВК-100-6) ЛМЗ	Средазтехэнерго	06.07.77
ТЭХ турбоагрегата К-100-90 (ВК-100-5) ЛМЗ	ДО ОРГРЭС	18.06.69
ТЭХ турбоагрегата К-50-90-3 (ВК-50-3) ЛМЗ	Южтехэнерго	24.11.77
ТЭХ турбоагрегата К-50-90-2 (ВК-50-2) ЛМЗ	Южтехэнерго	06.07.77
Турбоагрегаты теплофикационные		
ТЭХ турбоагрегата Т-250/300-240 ТМЗ. ТХ 34-70-023-86	Южтехэнерго	21.11.86, не издана
ТЭХ турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ	Пивденьтехэнерго	20.02.92, не издана
ТЭХ турбоагрегата Т-175/210-130 ПО ТМЗ и конденсаторной группы КГ2-12000-1. ТХ 34-70-025-87	Сибтехэнерго	22.01.87
ТЭХ турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 ТМЗ. ТХ 34-70-004-83	Уралтехэнерго	11.12.83
Дополнение к "ТЭХ турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 ТМЗ.ТХ 34-70-004-83"	Уралтехэнерго	12.08.86
ТНХ турбоагрегата Т-100-130 ТМЗ	ВТИ и ОРГРЭС	27.07.70
ТЭХ турбоагрегата Т-100/120-130-3 ТМЗ	Сибтехэнерго	Издана в 1984 г.*
Дополнение к "ТЭХ турбоагрегата Т-100/120-130-3 ТМЗ"	Сибтехэнерго	12.08.86

Продолжение приложения Б

Наименование и обозначение ТЭХ	Кем разработана	Дата утверждения
ТЭХ турбоагрегата Р-100-130/15 ТМЗ	Сибтехэнерго и МГП Союзтехэнерго	07.08.79
ТЭХ турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ. ТХ 34-70-010-85	МГП Союзтехэнерго	26.03.85
Дополнение к "ТЭХ турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ. ТХ 34-70-010-85"	МГП Союзтехэнерго	12.08.86
ТЭХ турбоагрегата ПТ-65/75-130/13 ЛМЗ. РД 153-34.1-30.737-97	АО "Фирма ОРГРЭС"	06.05.97
ТНХ турбоагрегата ПТ-60-130/13 ЛМЗ	ВТИ и ОРГРЭС	18.09.74
Дополнение к "ТНХ турбоагрегата ПТ-60-130/13 ЛМЗ"	МГП Союзтехэнерго	12.08.86
ТЭХ турбоагрегата ПТ-60-90/13 (ВПТ-50-2) ЛМЗ	Донтехэнерго и МГП Союзтехэнерго	08.08.78
ТЭХ турбоагрегата Т-50-130 ТМЗ	Сибтехэнерго и МГП Союзтехэнерго	07.08.78
Дополнение к "ТЭХ турбоагрегата Т-50-130 ТМЗ"	Сибтехэнерго	12.08.86
ТЭХ турбоагрегата Р-50-130-1 ЛМЗ	ДО ОРГРЭС	14.10.71
ТЭХ турбоагрегата К-100-90-6 (ВК-100-6) ЛМЗ после реконструкции с устройством регулируемого теплофикационного отбора	Средазтехэнерго	13.04.79
ТЭХ турбоагрегата Т-42/50-90-3 ПО ЛМЗ. ТХ 34-70-020-86	Средазтехэнерго	05.05.86
Конденсаторы турбоагрегатов		
Нормативные характеристики конденсационных установок паровых турбин типа К	ОРГРЭС	03.05.73
Извещение об исправлении пп.1 и 2 "НХ конденсационных установок паровых турбин типа К"		
ТЭХ конденсатора 800 КЦС-3 турбины К-800-240-3 ЛМЗ	Донтехэнерго	13.06.83
ТЭХ конденсатора 800 КЦС-5 турбины К-800-240 ЛМЗ	АО "Фирма ОРГРЭС"	12.94, не издана
ТЭХ конденсатора К-11520 турбины К-500-240-2 ПОАТ ХТЗ. ТХ 34-70-021-86	Уралтехэнерго	02.07.86
ТЭХ конденсатора 300 КЦС-1(3) турбины К-300-240 ПО ЛМЗ. РД 34.30.725-95	АО "Фирма ОРГРЭС"	21.12.95
ТЭХ конденсатора К-15240 турбины К-300-240 ПО ХТЗ	АО "Фирма ОРГРЭС"	16.12.95, не издана
ТЭХ конденсатора К-14000 турбины Т-250/300-240 ТМЗ. ТХ 34-70-011-85	Южтехэнерго	02.07.85

Продолжение приложения 1

Наименование и обозначение ТЭХ	Кем разработана	Дата утверждения
ТЭХ конденсатора 200 КЦС-2(3) турбины К-200-130 ЛМЗ	АО "Фирма ОРГРЭС"	12.94, не издана
ТЭХ конденсатора К-6000-1 турбины ПТ-135/165-130/15 ПО ТМЗ. ТХ 34-70-024-86	Уралтехэнерго	29.12.86
ТЭХ конденсатора КГ2-6200 турбин Т-100/110-130 и Т-110/120-130 ТМЗ	АО "Фирма ОРГРЭС" (в стадии разработки)	
ТЭХ конденсатора 80 КЦС турбины ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	АО "Фирма ОРГРЭС"	25.09.98, не издана
НХ конденсаторов турбин Т-50-130 ТМЗ, ПТ-60-130/13 и ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	МГП Союзтехэнерго	03.06.81
Котлы энергетические		
ТНХ котла ТГМП-314 при сжигании природного газа	Южтехэнерго	08.02.80
ТНХ котла ТГМП-314 при сжигании мазута	Южтехэнерго	08.02.80
ТНХ котла ТГМП-204 при сжигании мазута	Южтехэнерго	08.02.80
ТЭХ котла ТГМЕ-464, работающего под наддувом при сжигании мазута	МГП Союзтехэнерго	23.09.80
ТЭХ котла ТГМ-94 при сжигании мазута и природного газа	Южтехэнерго	20.08.81
ТЭХ котла ТГМ-96Б при сжигании мазута	МГП Союзтехэнерго	Издана в 1981 г.*
ТЭХ котла П-39 при сжигании экибастузского каменного угля. ТХ 34-70-003-83	Уралтехэнерго	30.08.82
ТЭХ котла ТГМП-114 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-001-83	МГП Союзтехэнерго	Издана в 1983 г.*
Изменение №1 ТХ 34-70-001-83		02.07.99
ТЭХ котла ТГМП-114 при сжигании мазута. ТХ 34-70-002-83	МГП Союзтехэнерго	Издана в 1983 г.*
Изменение №1 ТХ 34-70-002-83		02.07.99
ТЭХ котла ТГМЕ-206 при сжигании природного газа под наддувом и мазута с включенным дымососом. ТХ 34-70-009-85	Средазтехэнерго	11.02.85
Котлы водогрейные		
ТЭХ водогрейного котла ПТВМ-180 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-015-85	Уралтехэнерго	17.07.85
ТЭХ водогрейного котла ПТВМ-100 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-014-85	Уралтехэнерго	17.07.85
ТЭХ водогрейного котла КВГМ-100 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-017-86	Уралтехэнерго	02.04.86
ТЭХ водогрейного котла КВГМ-100 при сжигании мазута. ТХ 34-70-018-86	Уралтехэнерго	02.04.86

Окончание приложения Б

Наименование и обозначение ТЭХ	Кем разработана	Дата утверждения
Насосы		
ТЭХ питательных турбонасосов СВПТ-340-1000, ССПТ-1150М и ПН-1135-340 для энергоблоков 300 МВт	МГП Союзтехэнерго	20.05.81
ТЭХ питательного турбонасоса ПТН-1100-350-24 для энергоблока 250 МВт	МГП Союзтехэнерго	20.05.81
ТЭХ питательных электронасосов ПЭ-720-185-2, ПЭ-580-200/185-2, ПЭ-500-180-4, ПЭ-380-200/185-2 и ПЭ-270-150-3	МГП Союзтехэнерго	20.05.81
ТЭХ циркуляционных насосов энергоблоков мощностью 150-1200 МВт	МГП Союзтехэнерго	06.07.87
ТЭХ конденсатных насосных агрегатов	АО "Фирма ОРГРЭС"	14.12.92, не изданы
ТЭХ сетевых насосных агрегатов	АО "Фирма ОРГРЭС"	12.92, не изданы

* Дата утверждения не указана.

Примечания: 1. Все ТЭХ изданы производственной службой передового опыта эксплуатации энергопредприятий (СПО) АО "Фирма ОРГРЭС" (ранее СПО Союзтехэнерго, СЦНТИ ОРГРЭС). 2. ТНХ – типовая нормативная характеристика.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения 3
2. Термины и определения 8
3. Порядок согласования и утверждения НТД по топливоиспользованию 11
Приложение А. Перечень основных отраслевых руководящих документов по топливоиспользованию 15
Приложение Б. Типовые энергетические характеристики оборудования тепловых электростанций 19

Подписано к печати 15 12 99 Формат 60 x 84 1/16
Печать ризография Усл печ.л 1,4 Уч.-изд л 1,5 Тираж 650 экз
Заказ № 161 Издат № 99149

Лицензия № 040998 от 27 08 99 г

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер , д 15

gost.e-ecolog.ru