

Утверждена
приказом председателя Комитета
государственного энергетического
надзора и контроля
Республики Казахстан
от «___» _____ 20 ___ года
№ _____

**Инструкция
по разработке (пересмотру), согласованию и утверждению нормативно-
технических документов по топливоиспользованию**

Содержание

Введение	1
1 Область применения	2
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения	2
4 Перечень сокращений	4
5 Основные положения	5
6 Порядок оформления, согласования и утверждения нормативно- технической документации по топливоиспользованию	11
6.1 Оформление	11
6.2 Согласование	11
6.3 Утверждение	12
6.4 Пересмотр	13
Приложение. Типовые энергетические характеристики оборудования тепловых электростанций	14

Введение

В настоящей Инструкции по разработке (пересмотру), согласованию и утверждению нормативно-технических документов по топливоиспользованию (далее – Инструкция) изложены рекомендации к нормативно-техническим документам (далее – НТД) по топливоиспользованию, основные применяемые термины и определения, перечень руководящих документов и типовых характеристик энергооборудования, определяются группы тепловых электростанций (далее – ТЭС) и котельных, для которых требуется наличие НТД, а также срок действия, порядок и очередность их согласования, утверждения и пересмотра.

1. Область применения

Инструкция предназначена для персонала энергопроизводящих и энергопередающих организаций Республики Казахстан, в частности, ТЭС, тепловых электроцентралей (ТЭЦ) и котельных теплопроизводительностью 50 Гкал/ч и более.

2. Нормативные ссылки

1. Закон Республики Казахстан от 13 января 2012 года № 541-IV «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности»

2. Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года № 603-III «О техническом регулировании».

3. Термины и определения

В настоящей Инструкции использованы следующие термины и определения:

1. Энергетическая характеристика оборудования – комплекс зависимостей технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от нагрузки при оптимальных режимах работы, принятой тепловой схеме, фиксированных значениях внешних факторов, а также состоянии оборудования и уровне его эксплуатации, обеспечивающих выполнение требований действующих правил технической эксплуатации с учетом неустраняемых дефектов проектирования, изготовления, монтажа и старения его.

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

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

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.

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.

6. Эксплуатационный допуск – коэффициент, учитывающий снижение экономичности оборудования в межремонтный период.

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

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

9. 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.

10. 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.

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

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

13. Исходно-номинальный удельный расход топлива – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фиксированных значениях внешних факторов.

14. Номинальный удельный расход топлива – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии или тепла, рассчитанный на основе энергетических характеристик оборудования при фактических значениях внешних факторов.

15. Резерв тепловой экономичности оборудования – положительная разность между фактическим и номинальным значениями удельных расходов топлива.

16. Коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования – 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.

17. Степень использования резерва тепловой экономичности оборудования – доля резерва, предусмотренная к реализации к концу каждого года (и последнего месяца) периода действия нормативно-технический документ.

18. Нормативный удельный расход топлива – максимально допустимая технически обоснованная мера потребления топлива.

19. Перерасход топлива – положительная разность между фактическим и нормативным значениями расхода топлива.

20. Экономия топлива – отрицательная разность между фактическим и нормативным значениями расхода топлива.

21. Энергетические предприятия – энергопередающие, энергопроизводящие и энергоснабжающие организации.

4. Перечень сокращений

В тексте настоящей Инструкции применяются следующие сокращения:

КЭС	– конденсационная электростанция
НТД	– нормативно-технический документ
НХ	– нормативная характеристика
ПТЭ	– правила технической эксплуатации электростанций и сетей
СКД	– сверхкритическое давление
СПО	– служба передового опыта
ТНХ	– типовая нормативная характеристика
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭХ	– типовая энергетическая характеристика
ТЭЦ	– тепловая электроцентраль

5. Основные положения

5.1. Нормирование показателей топливоиспользования на ТЭС – установление технически обоснованных значений параметров и показателей работы оборудования, удельных расходов топлива на отпускаемые электроэнергию и тепло.

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

5.3. Нормированию подлежат расходы топлива стационарных ТЭС мощностью 10 МВт и более и районных котельных теплопроизводительностью 50 Гкал/ч и более.

5.4. Нормирование расходов топлива на ТЭС осуществляется на основе НТД по топливоиспользованию.

5.5. В состав НТД по топливоиспользованию каждой ТЭС включаются:

- 1) энергетические характеристики котлов каждой из подгрупп оборудования;
- 2) энергетические характеристики турбоагрегатов каждой из подгрупп оборудования;
- 3) зависимости технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла каждой из подгрупп оборудования;
- 4) зависимости абсолютных или удельных затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды каждой из подгрупп оборудования, электростанции в целом;
- 5) пояснительная записка по разработке (переработке) энергетических характеристик оборудования и зависимостей затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды;
- 5) графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпускаемую электроэнергию и тепло;
- б) протокол установления значений степени использования резервов тепловой экономичности оборудования с перечнем мероприятий по их реализации;
- 7) макеты расчета номинальных и нормативных удельных расходов и экономии топлива;
- 8) краткая пояснительная записка, отражающая результаты разработки (пересмотра) НТД.

5.6. Энергетические характеристики оборудования и зависимости затрат электроэнергии и тепла на собственные нужды подгруппы, группы оборудования, электростанции в целом разрабатываются в соответствии с указаниями действующих НТД по топливоиспользованию с использованием типовых энергетических характеристик оборудования ТЭС (приложение к настоящей Инструкции).

5.7. 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.

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

На графиках указываются:

- 1) параметры, условия и значения внешних факторов, при которых построены графики;
- 2) поправки к удельным расходам топлива на изменение внешних факторов и условий;
- 3) сочетания работающих агрегатов;
- 4) потери топлива при пусках оборудования из различных тепловых состояний;
- 5) средние за 12 месяцев, предшествующих разработке (пересмотру) НТД, значения коэффициентов резерва тепловой экономичности по отпуску тепла (энергетическими и пиковыми водогрейными котлами) и электроэнергии;
- 6) 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.

5.9. Для ТЭС, на которых установлено 2 – 3 разнотипных и разно экономичных турбоагрегата, значение коэффициента резерва по отпуску электроэнергии может быть дифференцировано поагрегатно.

5.10. Значения степени использования резервов тепловой экономичности устанавливаются в предлагаемом порядке:

- 1) разрабатывается комплекс мероприятий, обеспечивающих полную реализацию резервов. По каждому мероприятию указываются его техническая сущность и годовая экономия условного топлива.
- 2) оценивается обеспеченность разработанных мероприятий материальными ресурсами и денежными средствами;
- 3) составляется перечень мероприятий, принятых к реализации в предстоящее пятилетие, с указанием сроков их выполнения;
- 4) устанавливаются значения степени использования резервов тепловой экономичности оборудования, исходя из экономической эффективности и сроков выполнения принятых к реализации мероприятий;
- 5) составляется протокол рассмотрения мероприятий, в котором указываются значения степени использования резервов тепловой экономичности по годам предстоящего пятилетия, приводятся обоснования недостаточного их уровня.

Протокол подписывается руководством ТЭС и вышестоящей организации.

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

5.11. Макет расчета номинальных и нормативных удельных расходов, экономии (перерасхода) топлива регламентирует порядок расчета номинальных и нормативных значений показателей, содержащихся в отчете ТЭС 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 ТЭС могут быть разработаны макеты для каждой из подгрупп оборудования или один унифицированный макет.

При расчетах в качестве исходных материалов используются энергетические характеристики оборудования.

Макеты отражают:

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

2) фактические (или предельные) значения внешних факторов и их отличия от значений, принятых при построении энергетических характеристик;

3) значения поправок к основным и промежуточным показателям на отличие фактических значений внешних факторов от принятых при построении энергетических характеристик;

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

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

6) номинальные значения удельных расходов топлива;

7) значения коэффициентов резерва тепловой экономичности оборудования;

8) нормативные значения удельных расходов топлива;

9) показатели экономии (или перерасхода) топлива.

5.12. В пояснительную записку, отражающую результаты разработки (пересмотра) НТД, включаются следующие данные:

1) наименования исходных материалов, на основе которых разработаны энергетические характеристики;

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

3) значения допусков на эксплуатационные условия;

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

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

6) степень использования резервов тепловой экономичности;

7) причины, не позволяющие в течение пятилетия после разработки (переработки) энергетических характеристик оборудования полностью использовать резервы.

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

Причины внеочередного пересмотра НТД приведены в пункте 6.4 настоящей Инструкции.

5.14. Разработанные (пересмотренные) НТД по топливоиспользованию подвергаются экспертизе, согласовываются и утверждаются в соответствии с положениями раздела 6 настоящей Инструкции.

5.15. 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.

5.16. Для текущего (помесячного) нормирования удельных расходов топлива корректируются:

1) среднегодовые значения коэффициентов резерва тепловой экономичности – дифференцируются по кварталам (месяцам года);

2) значения степени использования резервов тепловой экономичности в каждом году пятилетия – дифференцируются по кварталам (месяцам) в соответствии с экономической эффективностью и сроками выполнения намеченных мероприятий по повышению экономичности оборудования.

5.17. Энергетическая характеристика:

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.

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

5.18. Исходно-номинальные значения показателей устанавливаются, исходя из особенностей режимов энергопотребления и требований по охране окружающей среды. Учитывается точность исходного материала, использованного при разработке энергетических характеристик, старение (износ) оборудования, наличие неустраняемых дефектов проектирования, изготовления и монтажа, эксплуатационный допуск.

5.19. Подгруппа оборудования с поперечными связями представляет собой 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

5.20. Исходно-номинальный удельный расход топлива 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.

5.21. Номинальный удельный расход топлива 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.

5.22. Резерв тепловой экономичности оборудования определяется по формуле (1):

$$\Delta b_p = b - b^n, \quad (1)$$

где: Δb_p – резерв тепловой экономичности оборудования, г/кВт·ч (кг/Гкал);

b – фактический удельный расход топлива, г/кВт·ч (кг/Гкал);

b^n – номинальный удельный расход топлива, г/кВт·ч (кг/Гкал).

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

5.24. Коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования определяется по формуле (2):

$$k_p = \frac{b - b^n}{b^n} = \frac{\Delta b_p}{b^n} \quad (2)$$

где: k_p – коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования;
 Δb_p – резерв тепловой экономичности оборудования, г/кВт·ч (кг/Гкал);

b – фактический удельный расход топлива, г/кВт·ч (кг/Гкал);

b^n – номинальный удельный расход топлива, г/кВт·ч (кг/Гкал).

5.25. Степень использования резерва тепловой экономичности оборудования определяется по формуле (3):

$$\mu_i = \frac{\Delta b_{ip}}{b_p} \quad (3)$$

где: μ_i – степень использования резерва тепловой экономичности оборудования;
 Δb_{ip} – резерв тепловой экономичности оборудования, г/кВт·ч (кг/Гкал);
 b_p – фактический удельный расход топлива, г/кВт·ч (кг/Гкал).

5.26. Нормативный удельный расход топлива определяется по формуле (4) на основе номинального расхода топлива с использованием коэффициентов, учитывающих наличие резерва тепловой экономичности оборудования и степени его использования:

$$b^{np} = b^n \cdot [1 + k_p \cdot (1 - \mu_i)], \quad (4)$$

где: b^{np} – нормативный удельный расход топлива, г/кВт·ч (кг/Гкал);
 b^n – номинальный удельный расход топлива, г/кВт·ч (кг/Гкал);
 k_p – коэффициент резерва тепловой экономичности оборудования;
 μ_i – степень использования резерва тепловой экономичности оборудования.

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

5.28. Экономия 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.

6. Порядок оформления, согласования и утверждения нормативно-технической документации по топливоиспользованию

6.1. Оформление

6.1.1. Каждый лист НТД по топливоиспользованию, содержащий графические зависимости показателей, графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, а также последний лист макета подписываются

техническим руководителем энергопроизводящей организации, начальником соответствующей службы, ведущим специалистом экспертной организации.

6.1.2. 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 предусматривается наличие подписей должностных лиц организаций и подразделений, упомянутых в пунктах 6.2.1 и 6.3 настоящей Инструкции, указывается срок действия НТД и количество сброшюрованных листов.

6.2. Согласование

6.2.1. Перед утверждением рекомендуется согласование с вышестоящей и экспертной организацией:

нормативно-технических документов в полном объеме для электростанций мощностью более 300 МВт;

графиков исходно-номинальных удельных расходов топлива, макетов расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива для электростанций мощностью от 100 МВт и выше.

6.2.2. Головную экспертную организацию определяет делегированный орган. Допускается привлечение иных специализированных организаций, имеющих право на выполнение соответствующих работ.

6.2.3. Совместно с НТД по топливоиспользованию электростанция предоставляет экспертной организации:

отчеты об испытаниях оборудования;

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

сводную таблицу, содержащую следующие показатели (за каждый из 12 месяцев, 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.

6.2.4. Электростанция предоставляет экспертной организации скорректированные данные о работе оборудования, если в процессе рассмотрения представленных ею материалов будут обнаружены отступления от требований действующих НТД при расчетах показателей.

6.3. Утверждение

Нормативно-технические документы по топливоиспользованию утверждаются:

6.3.1. В полном объеме по энергопроизводящей организации мощностью менее 100 МВт – руководителем вышестоящей энергетической организации.

6.3.2. По энергопроизводящей организации мощностью от 100 МВт и выше энергетические характеристики оборудования, графики исходно-номинальных удельных расходов топлива, макеты расчета номинальных, нормативных удельных расходов и экономии топлива – руководителем территориального департамента делегированного органа.

6.4. Пересмотр

6.4.1. 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.

6.4.2. 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.

6.4.3. 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 пунктом 6.3.

6.4.4. Графики пересмотра НТД составляются головной экспертной организацией или по ее поручению региональными специализированными организациями (пункт 6.2.2).

Приложение
к Инструкции по разработке
(пересмотру), согласованию и
утверждению нормативно-
технических документов по
топливоиспользованию

**Типовые
энергетические характеристики оборудования тепловых электростанций**

Наименование и обозначение ТЭХ	Дата утверждения
Турбоагрегаты конденсационные	
ТЭХ турбоагрегата	04.07.94
ТЭХ турбоагрегата К-500-240-2 ХТГЗ. ТХ 34-70-012-85	02.07.85
ТЭХ турбоагрегата К-300-240 ХТГЗ второй модификации	28.08.75
ТЭХ турбоагрегата К-300-240-2 ХТГЗ (для турбин, начиная с заводского № 114039)	14.02.77
ТЭХ турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ (для турбин до заводского №1198)	24.12.75
ТЭХ нетто турбоагрегата К-200-130 ЛМЗ	24.09.71
ТЭХ нетто турбоагрегата К-160-130 ХТГЗ	05.07.74
ТЭХ турбоагрегата К-100-90-6 (ВК-100-6) ЛМЗ	06.07.77
ТЭХ турбоагрегата К-100-90 (ВК-100-5) ЛМЗ	18.06.69
ТЭХ турбоагрегата К-50-90-3 (ВК-50-3) ЛМЗ	24.11.77
ТЭХ турбоагрегата К-50-90-2 (ВК-50-2) ЛМЗ	06.07.77
Турбоагрегаты теплофикационные	
ТЭХ турбоагрегата Т-250/300-240 ТМЗ. ТХ 34-70-023-86	21.11.86
ТЭХ турбоагрегата Т-180/210-130-1 ЛМЗ	20.02.92
ТЭХ турбоагрегата Т-175/210-130 ПО ТМЗ и конденсаторной группы КГ2-12000-1. ТХ 34-70-025-87	22.01.87
ТЭХ турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 ТМЗ. ТХ 34-70-004-83	11.12.83
Дополнение к «ТЭХ турбоагрегата ПТ-135/165-130/15ТМЗ.ТХ 34-70-004-83»	12.08.86
ТНХ турбоагрегата Т-100-130 ТМЗ	27.07.70
ТЭХ турбоагрегата Т-100/120-130-3 ТМЗ	1984 г.
Дополнение к ТЭХ турбоагрегата Т-100/120-130-3 ТМЗ»	12.08.86
ТЭХ турбоагрегата Р-100-130/15 ТМЗ	07.08.79
ТЭХ турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ. ТХ34-70-010-85	26.03.85
Дополнение к «ТЭХ турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ. ТХ 34-70-010-85»	12.08.86
ТЭХ турбоагрегата ПТ-65/75-130/13 ЛМЗ. РД 153-34.1-30.737-97	06.05.97
ТНХ турбоагрегата ПТ-60-130/13 ЛМЗ	18.09.74
Дополнение к «ТНХ турбоагрегата ПТ-60-130/13 ЛМЗ»	12.08.86
ТЭХ турбоагрегата ПТ-60-90/13 (ВПТ-50-2) ЛМЗ	08.08.78
ТЭХ турбоагрегата Т-50-130 ТМЗ	07.08.78
Дополнение к «ТЭХ турбоагрегата Т-50-130 ТМЗ»	12.08.86

ТЭХ турбоагрегата Р-50-130-1 ЛМЗ	14.10.71
ТЭХ турбоагрегата К-100-90-6 (ВК-100-6) ЛМЗ после реконструкции с устройством регулируемого теплофикационного отбора	13.04.79
ТЭХ турбоагрегата Т-42/50-90-3 ПО ЛМЗ. ТХ 34-70-020-86	05.05.86
Конденсаторы турбоагрегатов	
Нормативные характеристики конденсационных установок паровых турбин типа К	03.05.73
Извещение об исправлении пп.1 и 2 «НХ конденсационных установок паровых турбин типа К»	1
ТЭХ конденсатора 800 КЦС-3 турбины К-800-240-3 ЛМЗ	13.06.83
ТЭХ конденсатора 800 КЦС-5 турбины К-800-240 ЛМЗ	12.94
ТЭХ конденсатора К-11520 турбины К-500-240-2 ПОАТ ХТЗ. ТХ 34-70-021 -86	02.07.86
ТЭХ конденсатора 300 КЦС-1 (3) турбины К-300-240 ПО ЛМЗ. РД 34.30.725-95	21.12.95
ТЭХ конденсатора К-15240 турбины К-300-240 ПО ХТЗ	16.12.95.
ТЭХ конденсатора К-14000 турбины Т-250/300-240 ТМЗ. ТХ 34-70-011-85	02.07.85
ТЭХ конденсатора 200 КЦС-2(3) турбины К-200-130ЛМЗ	12.94
ТЭХ конденсатора К-6000-1 турбины ПТ-135/165-130/15 ПО ТМЗ. ТХ 34-70-024-86	29.12.86
ТЭХ конденсатора КГ2-6200 турбин Т-100/110-130 и Т-110/120-130 ТМЗ	
ТЭХ конденсатора 80 КЦС турбины ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	25.09.98
НХ конденсаторов турбин Т-50-130 ТМЗ, ПТ-60-130/13 и ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	03.06.81
Котлы энергетические	
ТНХ котла ТГМП-314 при сжигании природного газа	08.02.80
ТНХ котла ТГМП-314 при сжигании мазута	08.02.80
ТНХ котла ТГМП-204 при сжигании мазута	08.02.80
ТЭХ котла ТГМЕ-464, работающего под наддувом при сжигании мазута	23.09.80
ТЭХ котла ТГМ-94 при сжигании мазута и природного газа	20.08.81
ТЭХ котла ТГМ-96Б при сжигании мазута	Издана в 1981 г. ¹
ТЭХ котла П-39 при сжигании экибастузского каменного угля. ТХ 34-70-003-83	30.08.82
ТЭХ котла ТГМП-114 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-001-83	1983 г. ¹
Изменение №1 ТХ 34-70-001 -83	02.07.99
ТЭХ котла ТГМП-114 при сжигании мазута. ТХ 34-70-002-83	1983 г. ¹
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	11.02.85
Котлы водогрейные	
ТЭХ водогрейного котла ПТВМ-180 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-015-85	17.07.85
ТЭХ водогрейного котла ПТВМ-100 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-014-85	17.07.85

ТЭХ водогрейного котла КВГМ-100 при сжигании природного газа. ТХ 34-70-017-86	02.04.86
ТЭХ водогрейного котла КВГМ-100 при сжигании мазута. ТХ 34-70-018-86	02.04.86
Насосы	
ТЭХ питательных турбонасосов СВПТ-340-1000, ОСПТ-1150М и ПН-1135-340 для энергоблоков 300 МВт	20.05.81
ТЭХ питательного турбонасоса ПТН-1100-350-24 для энергоблока 250 МВт	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	20.05.81
ТЭХ циркуляционных насосов энергоблоков мощностью 150 ÷ 1200 МВт	06.07.87
ТЭХ конденсатных насосных агрегатов	14.12.92
ТЭХ сетевых насосных агрегатов	12.92
¹ Дата утверждения не указана.	
<p><i>Примечания:</i> 1. Все ТЭХ изданы производственной службой передового опыта эксплуатации энергопредприятий АО «фирма ОРГРЭС» (ранее СПО Союзтехэнерго, СЦНТИ ОРГРЭС). 2. ТНХ - типовая нормативная характеристика.</p>	