

СТО РусГидро 08.01.118-2021



ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

**Организация приемки и хранения твердого топлива
на тепловых электростанциях
Методические указания**

СТО РусГидро 08.01.118-2021

Издание официальное

Москва – 2021

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН	Открытым акционерным обществом «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)
2 ВНЕСЕН	Департаментом организации производственной деятельности объектов энергетики ДФО, Департаментом технического регулирования и экологии в соответствии с рекомендацией Комиссии по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 25.02.2021 № 12)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ПАО «РусГидро» от 02.03.2021 № 129
4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «РусГидро».

Оглавление

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки.....	2
3	Термины и определения	3
4	Обозначения и сокращения	4
5	Общие положения	4
6	Условия поставки и организация приемки твердого топлива	5
6.1	Условия поставки топлива	5
6.2	Организация приемки топлива	6
7	Учет и контроль твердого топлива.....	7
7.1	Общие положения	7
7.2	Учет и контроль топлива по количеству	9
7.3	Учет и контроль топлива по качеству	11
8	Организация хранения твердого топлива.....	12
8.1	Общие положения	12
8.2	Группы углей по склонности к окислению	15
8.3	Хранение топлива в штабелях	15
	Приложение А	18
	Приложение Б.....	19
	Приложение В	21
	Приложение Г.....	23
	Библиография.....	24

Введение

Стандарт «Тепловые электростанции. Организация приемки и хранения твердого топлива на тепловых электростанциях. Методические указания» разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является локальным нормативным актом ПАО «РусГидро» и устанавливает единые правила организации приемки, хранения, учета и контроля качества твердого топлива на тепловых электростанциях.

При разработке Стандарта использованы требования нормативных документов по объекту стандартизации Стандарта.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РусГидро»

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**Организация приемки и хранения
твердого топлива на тепловых электростанциях
Методические указания**

1 Область применения

1.1. Стандарт «Тепловые электростанции. Организация приемки и хранения твердого топлива на тепловых электростанциях. Методические указания» (далее – Стандарт) распространяется на структурные подразделения обществ, эксплуатирующих тепловые электростанции, участвующие в поставке, приемке, учете и контроле, хранении и использовании твердого топлива (далее также – топливо, уголь), сжигающих данное топливо, и устанавливает единые правила приемки, учета и контроля, хранения твердого топлива.

1.2. Настоящий Стандарт предназначен для обязательного применения в ПАО "РусГидро". Подконтрольные организации ПАО "РусГидро" применяют требования Стандарта после принятия в установленном порядке решения о присоединении к Стандарту и всем последующим изменениям к нему, а также о признании Стандарта в качестве локального нормативного документа подконтрольной организации ПАО "РусГидро", обязательного для исполнения.

1.3. Требования Стандарта обязательны для выполнения сторонними организациями и физическими лицами, выполняющими работы (оказывающими услуги) в области его применения по договорам с ПАО «РусГидро» и (или) с его филиалами, подконтрольными организациями, если такое обязательство закреплено в заключаемых с ними договорах.

1.4. Обязательность применения требований и норм Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро» и (или) его подконтрольные организации.

1.5. Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.6. При расхождении требований Стандарта с требованиями локальных нормативных актов и иных документов ПАО «РусГидро», выпущенных до его утверждения, следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

1.7. При введении в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, требования которых отличаются от приведенных в настоящем стандарте, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в настоящий стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и ссылки на нормативные правовые акты:

Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548»

Приказ Минэнерго России от 16.08.2019 №858 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию тепловых электростанций»

Приказ Минэнерго России от 27.11.2020 № 1062 «Об утверждении Порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон»

ГОСТ 10742-71 Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний

ГОСТ 17070-2014 Угли. Термины и определения

ГОСТ 19242-73 Угли бурые, каменные и антрацит. Классификация по размеру кусков

ГОСТ 25543-2013 Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам

ГОСТ 27313-2015 Топливо твердое минеральное. Обозначение показателей качества и формулы пересчета результатов анализа на различные состояния топлива

ГОСТ 33130-2014 Угли бурые, каменные и антрацит. Номенклатура показателей качества

ГОСТ 33814-2016 Угли и продукты их переработки. Отбор проб со склада

ГОСТ Р 8.568-2017 Аттестация испытательного оборудования.
Основные положения

ГОСТ Р ИСО 13909-1-2010 Уголь каменный и кокс. Механический отбор проб. Часть 1. Общее введение

ГОСТ Р 51672-2000 Метрологическое обеспечение испытаний продукции для целей подтверждения соответствия. Основные положения

ГОСТ Р 57012-2016 Стандартная практика по определению признаков окисления и самовозгорания углей

ГОСТ Р 57017-2016 Общее руководство по определению сроков хранения углей

Предельные значения характеристик качества угля, допускаемого к промышленному использованию (сжиганию) на энергообъектах Группы РусГидро, утверждённые приказом ПАО «РусГидро» от 21.04.2020 № 314

Примечание – при пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет, или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году, стандартам организации ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В Стандарте применены термины по ГОСТ 17070, ГОСТ 27313, ГОСТ 33130, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. браковочные показатели топлива: Значения показателей качества (характеристик) топлива, выход за диапазон значений которых в сжигаемом топливе является недопустимым для промышленного использования топлива.

3.2. входной контроль: Комплекс мероприятий, включающих в себя определение соответствия количества и качества поступающего твердого топлива условиям, содержащимся в договорах поставки.

3.3. место поставки: Место, определенное договором поставки.

3.4. поставщик (топлива): Собственник топлива или уполномоченное им лицо, осуществляющее поставки топлива покупателям по договорам.

3.5. покупатель (топлива): Юридическое лицо, приобретающее твердое топливо у поставщика.

3.6. предельные характеристики топлива: Предельные значения характеристик качества угля, допускаемого к промышленному использованию (сжиганию) на энергообъектах Группы РусГидро.

3.7. узел учета и контроля: Комплекс оборудования устройств и средств измерений, обеспечивающих учет и контроль количества и качества твердого топлива.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

БСУ – бункер сырого угля;

ТЭС – тепловая электростанция;

A^d – зольность топлива в сухом состоянии;

A^r – зольность топлива в рабочем состоянии;

Q_i^{daf} – низшая теплота сгорания топлива в сухом беззольном состоянии;

Q_i^r – низшая теплота сгорания топлива в рабочем состоянии;

W_t^r – влага общая топлива в рабочем состоянии.

5 Общие положения

5.1 Организационная структура системы топливообеспечения энергообъектов ПАО «РусГидро» включает в себя в порядке подчинения:

– Центральную топливную комиссию;

– структурные подразделения подконтрольных обществ, владеющих на праве собственности или ином законном основании ТЭС (оборудованием ТЭС), отвечающие за топливообеспечение ТЭС, контроль и управление в области ресурсосбережения (далее – подразделения, отвечающие за топливообеспечение);

– подразделения ТЭС, в ведении которых находится топливное хозяйство.

Для контроля качества топлива все ТЭС и (или) подконтрольные общества, в состав которых входят ТЭС, должны иметь аналитические лаборатории, выполняющие химические анализы топлива.

Аналитические лаборатории должны быть аттестованы в соответствии с рекомендациями [1] по тем показателям качества топлива, которые установлены условиями договоров с учетом положений пунктов 6.1.5, 7.3.5.

5.2 Топливо-транспортные хозяйства ТЭС должны быть обеспечены оборудованием для приемки топлива, соответствующим способу его доставки.

Основной состав оборудования, необходимый для приемки и контроля топлива, приведён в приложении А.

Минимально необходимый объем технологических защит и измерений оборудования топливо-транспортного хозяйства приведён в приложении Б.

5.3 Все ТЭС и подразделения, отвечающие за топливообеспечение, контроль и управление в области ресурсосбережения, должны иметь общую, с обменом данными по стандартным протоколам, информационную систему учета запасов ресурсов на местах складирования.

Система должна осуществлять в автоматическом режиме алгоритмическую обработку, анализ и архивацию информации о получении, накоплении и использования топлива на ТЭС, ведение динамики изменения складских запасов топлива, а также формировать отчетность и визуализацию обработанной информации.

6 Условия поставки и организация приемки твердого топлива

6.1 Условия поставки топлива

6.1.1 Планирование потребности в топливе может осуществляться в условном или условном и натуральном исчислении его количества, Технические требования на закупку топлива оформляются только в условном исчислении его количества, а заключение и исполнение договоров поставки осуществляется только в натуральном исчислении его количества.

6.1.2 Условия договоров поставки топлива должны устанавливать в том числе (но не исключительно) следующие основные параметры:

- наименование предприятия-производителя топлива;
- наименование вида топлива в соответствии с ГОСТ 25543;
- предельные значения характеристик качества топлива надлежащего качества;
- количество топлива;
- срок и (или) график поставки топлива (по месяцам или кварталам, или годам или иным периодам поставки);
- место поставки;
- способ доставки (вид транспортировки) топлива в место поставки.

6.1.3 В договорах поставки должен быть определен порядок возврата поставщику угля ненадлежащего качества и предусмотрен порядок определения цены угля ненадлежащего качества (на случай, если покупатель

согласен или вынужден принять партию угля ненадлежащего качества).

6.1.4 В договорах поставки покупатель обязан не допускать изменения первоначально согласованных параметров, указанных в 6.1.2, а также марки угля (если требования к марке угля установлены в договоре поставки) без согласования с Центральной топливной комиссией покупателя и прочих согласований, предусмотренных в локальных нормативных актах покупателя в области закупочной деятельности.

6.1.5 Контролю качества подлежат предельные значения характеристик качества угля, приведённые в п. 7.3.5. настоящего Стандарта.

6.2 Организация приемки топлива

6.2.1. Приемка твердого топлива, поступающего в место поставки, должна производиться в соответствии с требованиями договора поставки между поставщиком и покупателем, на основании которого производится поставка топлива.

6.2.2. При приемке топлива в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 (далее - Правила технической эксплуатации), должен быть обеспечен входной контроль, который производится с целью оценки соответствия фактических показателей количества и качества поступившего в место поставки топлива с указанными в отгрузочных документах и предъявления, при необходимости, в установленном порядке претензии поставщику. Входной контроль качества топлива обеспечивается покупателем топлива. Недопустима приемка топлива только по сертификатам поставщика.

6.2.3. При входном контроле должны формироваться арбитражные пробы в соответствии с п. 7.1.8, со сроком хранения проб не менее 30 суток.

6.2.4. Входной контроль поступающего в место поставки топлива должен производиться с участием:

– либо аккредитованной в национальной системе «Росаккредитация» на осуществление испытаний угля (на все показатели качества, указанные в договоре поставки) или аттестованной аналитической лаборатории химического цеха или соответствующего ему подразделения ТЭС;

– либо аккредитованной в национальной системе «Росаккредитация» на осуществление испытаний угля (на все показатели качества, указанные в договорах поставки) и не входящей в одну группу лиц с производителем или поставщиком топлива сторонней лаборатории, привлеченной покупателем.

6.2.5 Требования к учету и контролю твердого топлива при его приемке предусмотрены в разделе 7. Требования по взрывопожаробезопасности

регламентированы документами [3, 4], в части пожарной безопасности определяются по правилам [2].

6.2.6 Если выгрузка поступившей в место поставки партии топлива будет произведена не в отдельный штабель (без смешения с прочим хранящимся в месте поставки топливом) и (или) в месте поставки отсутствует технологическая возможность возврата поставщику партии топлива ненадлежащего качества, то решение о выгрузке поступившей в место поставки партии топлива покупателю рекомендуется принимать после ознакомления с результатами входного контроля данной партии угля, за исключением содержания оксида кальция в золе.

6.2.7 Обязанностью покупателя при приемке топлива является использование механизма пересчета по качеству, штрафных санкций, предусмотренных условиями договоров поставки, в том числе предъявление претензий при обнаружении несоответствия по количеству и качеству топлива, а также других нарушений договора поставки.

6.2.8 Приемка, отбор и подготовка лабораторных проб топлива (организация этой деятельности) является функцией персонала топливно-транспортного цеха или подразделения ТЭС, в ведении которого находится топливное хозяйство.

6.2.9 Отбор проб при осуществлении входного контроля оформляется актом по форме Приложения В.

7 Учет и контроль твердого топлива

7.1 Общие положения

7.1.1 Все топливо, поступающее на ТЭС и расходуемое на технологические и другие нужды, а также хранящееся на складе и отпускаемое сторонним организациям, должно подлежать учету и контролю. При этом в соответствии с Правилами технической эксплуатации должны быть обеспечены:

- определение количества (массы) и качества всего топлива, поставляемого как на склад, так и в производство (минуя склад), поднимаемого со склада (как в производство, так и на сторону);
- плановая инвентаризация топлива;
- периодический и (или) постоянный контроль качества и количества топлива.

7.1.2 Инвентаризация топлива осуществляется в соответствии с методическими указаниями [5, 6]. При взвешивании определение массы нетто твердого топлива – по рекомендациям [9].

Технический учет, контроль количества и качества топлива, расходуемого на технологические и другие нужды, бухгалтерский учет – по методическим указаниям [5].

7.1.3 Определение насыпной плотности топлива производится в соответствии с разделом 2 [6].

Полученные значения насыпной плотности топлива используются при всех очередных инвентаризациях, но не более чем в течение пяти лет для уплотненных штабелей и трех лет для неуплотненных.

Основанием для внеочередных измерений насыпной плотности может быть:

- изменение марки или фракционного состава топлива;
- изменение среднемесячных значений зольности или влажности одной и той же марки топлива более чем на 30% от значений, для которых определялась предыдущая насыпная плотность.

Внеочередные измерения насыпной плотности при отсутствии задокументированных (журналы, протоколы и т.п.) оснований возможны не чаще чем один раз в год.

7.1.4 Насыпная плотность определяется рабочей группой, назначенной главным инженером электростанции и состоящей из членов комиссии по инвентаризации топлива, представителей топливно-транспортного подразделения и производственно-технического отдела электростанции и оформляется актом по форме Приложения Г.

При проведении замеров должна производиться фото- и/или видеофиксация отобранных образцов.

7.1.5 При планировании проведения замеров насыпной плотности угля необходимо уведомлять об этом директора Департамента топливообеспечения Общества не позднее 45 рабочих дней до планируемой даты замеров.

7.1.6 Все операции по учету и контролю топлива оформляются документами, типовые формы которых рекомендованы в методических указаниях [5]. Указанные формы являются рекомендуемыми и могут быть уточнены и изменены в каждом конкретном случае их применения. При этом поданное к котлам топливо определяется по данным с приборов весового учета расхода твердого топлива на технологические нужды. Суточное движения и остатки твердого топлива фиксируется в тоннах натурального топлива. Технический учет ведется в тоннах условного топлива.

7.1.7 Все ТЭС, работающие на твердом топливе, должны быть оснащены узлами учета и контроля количества и качества, поступающего на склад и поднимаемого со склада твердого топлива.

Использование твердого топлива без определения его количества и качества запрещается.

7.1.8 Установленные средства измерений, предназначенные для коммерческих расчетов и (или) используемые для контроля поступающего на склад и поднимаемого со склада топлива, должны иметь регистрацию в Государственном реестре средств измерений (иметь свидетельство об утверждении типа) и проходить периодическую поверку.

Средства измерений, используемые для учета топлива и не подлежащие поверке, подлежат калибровке в соответствии с графиком, утверждаемым техническим руководителем энергообъекта.

7.1.9 Контроль за правильностью учета топлива по количеству является функцией персонала топливно-транспортного цеха или подразделения ТЭС, в ведении которого находится топливное хозяйство, по качеству – химического цеха или соответствующего ему подразделения ТЭС, курирующего аналитическую лабораторию.

7.1.10 Отбор проб топлива для лабораторных испытаний производится персоналом топливно-транспортного цеха или подразделения ТЭС, в ведении которого находится топливное хозяйство, при участии персонала химического цеха или соответствующего ему подразделения ТЭС.

Подготовка и выполнение всех видов анализов проб топлива должна выполняться химическим цехом или соответствующим ему подразделением ТЭС соответствии с методическими указаниями [7].

При этом формируется не менее двух экземпляров лабораторных проб, один из которых используется для непосредственного анализа на ТЭС, второй хранится в качестве арбитражной пробы.

7.2 Учет и контроль топлива по количеству

7.2.1 При приемке количество поставляемого топлива определяется массой натурального топлива.

Масса твердого топлива, поступающего в место поставки по железной дороге или автотранспортом, определяется методом взвешивания, а при поступлении водным транспортом – по осадке судов.

7.2.2 Определение массы топлива, поступающего по железной дороге, и взаиморасчеты между поставщиком и покупателем производятся в соответствии с рекомендациями [9, 14]. Определение массы топлива, поступающего автотранспортом, производится по методике [9], водным транспортом – по рекомендациям [18].

7.2.3 Значения естественной убыли при железнодорожных перевозках твердого топлива определяются нормами [15], при автомобильных перевозках – нормами [16], при водных перевозках – нормами [17].

7.2.4 Определение массы топлива, принятого покупателем при приемке, производится в зависимости от фактического расхождения между массой топлива, определенной при приемке, и массой топлива, указанной в транспортной накладной, по следующим вариантам:

1) при положительном или отрицательном значении фактического расхождения по абсолютному значению, не превышающем допустимого предельного расхождения, принимается масса топлива, указанная в накладной;

2) при положительном расхождении, превышающем допустимое предельное расхождение, принимается масса топлива, определенная при приемке, за вычетом допустимого предельного расхождения. Размер излишек топлива определяется в соответствии с разделом 5 [14];

3) при отрицательном значении фактического расхождения по абсолютному значению, не превышающем суммы допустимого предельного расхождения и нормы естественной убыли при перевозках, принимается масса топлива, указанная в накладной, за вычетом нормы естественной убыли, которая списывается в установленном порядке;

4) при отрицательном расхождении по абсолютному значению, превышающем сумму допустимого предельного расхождения и норму естественной убыли при перевозках, принимается масса топлива, определенная как сумма массы топлива при приемке и допустимого предельного расхождения. Размер недостачи топлива определяется в соответствии с разделом 4 [14].

Пример определения массы топлива, принятого при приемке, по указанным вариантам приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Пример определения массы топлива

Показатель	Значение показателя, т				
	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3
Масса поступившего топлива:					
по накладной	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
по результатам взвешивания	73,2	71,0	73,5	69,5	70,4
Фактическое расхождение в массе	+1,2	-1,0	+1,5	-2,5	-1,6
Допустимое предельное расхождение	±1,26				
Норма естественной убыли при перевозках	-	-	-	0,43	0,43
Сумма допустимого предельного расхождения и нормы убыли	-	-	-	1,69	1,69
Недостача топлива	-	-	-	0,81	-

Излишки топлива	-	-	0,24	-	-
Масса топлива, принятого при приемке	72,0	72,0	72,24	70,76	71,57

7.3 Учет и контроль топлива по качеству

7.3.1. Контроль качества поступившего топлива производится путем отбора проб и их химического анализа.

7.3.2. Контроль качества топлива осуществляется по поступающей партии в целом, качество топлива в которой характеризуется одним удостоверением.

При длительном поступлении партии (свыше порядка 5 суток, уточняется в договоре поставки) контроль качества топлива осуществляется не по поступающей партии в целом, а по частям (подпартиями), на которые разбивается вся поступающая партия топлива. Условия разбивки и размер подпартий устанавливается в договоре поставки.

7.3.3. Отбор проб твердого топлива производится из транспортных средств или из потока топлива после его выгрузки в соответствии с ГОСТ 10742 и ГОСТ Р ИСО 13909-1.

7.3.4. Требования к оборудованию входного контроля установлены ГОСТ Р 8.568 и ГОСТ Р 51672.

Порядок и метод проведения входного контроля поступающего на электростанции твердого топлива с помощью механических пробоотборников и разделочных машин регламентированы документами [10, 11].

7.3.5. Основные (минимально необходимые) характеристики качества топлива, по которым должен проводиться контроль с целью оценки соответствия фактических показателей поступившего топлива с указанными в договоре поставки, включают в себя:

- зольность на сухое состояние;
- общая влага на рабочее состояние;
- низшая теплота сгорания на рабочее состояние.

Кроме указанных основных характеристик качества могут контролироваться еще и другие характеристики качества угля (как указанные, так и не указанные в договоре поставки).

7.3.6. Для контроля качества поставляемого топлива должны устанавливаться следующие диапазоны возможных отклонений значений показателей качества поставляемого топлива от указанных в договоре поставки:

- нормированные отклонения значений показателей – отклонения значений показателей в диапазоне их изменения, определяемом

погрешностями отбора, подготовки и анализа проб по нормативной документации. Изменение показателей качества топлива в указанных пределах не должно приводить к заметному изменению (ухудшению) технико-экономических показателей оборудования;

– предельно допустимые отклонения значений показателей – отклонения значений показателей, при которых характеристики поставляемого топлива не выходят за диапазон предельных характеристик топлива. Отклонение показателей качества топлива в этих пределах может приводить к ухудшению качества поставляемого топлива и являться основанием для предъявления претензий поставщику;

– браковочные отклонения значений показателей - отклонения значений показателей, при превышении которых может быть остановлена (прекращена) приемка топлива, обусловленная низким качеством поступившего топлива, сжигание которого будет приводить к недопустимому ухудшению технико-экономических показателей и снижению надежности оборудования. Исключение составляет приёмка топлива для целей опытного сжигания или для иных случаев, предусмотренных решениями Центральной топливной комиссии.

7.3.7. Нормированные отклонения значений основных показателей качества топлива определяются в соответствии с ГОСТ 10742, если договором поставки не предусмотрены другие нормативы погрешности.

Предельно допустимые отклонения значений показателей качества топлива от принятых в договоре поставки определяются по предельным значениям характеристик качества угля, указанным в локальном нормативном акте ПАО «РусГидро» «Об утверждении предельных значений характеристик качества угля». Браковочными отклонениями значений показателей будут значения отклонений, выходящие за пределы, указанные в этом документе.

8 Организация хранения твердого топлива

8.1 Общие положения

8.1.1 Приемка топлива на склад, укладка топлива в штабеля, очистка освобождающихся участков от остатков топлива, создание условий для надежного хранения топлива, предупреждения самовозгорания и пожаров должны обеспечиваться полной механизацией работ и производиться в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности [2, 4] и инструкции [12].

Складирование твердого топлива на необорудованных площадках не допускается.

8.1.2 Количество хранящегося твердого топлива на складах определяется инвентаризациями, проводимыми в соответствии с методическими указаниями [5, 6] и учетом п.7.1.4.

Контрольная инструментальная инвентаризация с выведением количества топлива на технологический ноль, при которой выполняется сверка нулевых отметок склада, производится в период, когда на складе электростанции находится наименьшее количество топлива, обычно по окончании отопительного сезона или перед началом навигационных поставок угля.

При этом в соответствии с приказом Минэнерго России от 27.11.2020 № 1062 должно быть обеспечено наличие запасов топлива для поддержания базового режима работы ТЭС.

8.1.3 Контроль качества хранящегося твердого топлива на складах, необходимый для оценки эффективности топливоиспользования и сроков хранения топлива, следует производить не реже 1 раза в 6 месяцев в зависимости от конкретных климатических условий его окисления.

Отбор проб топлива со склада и порядок определения его качества осуществляется в соответствии с ГОСТ 33814.

Состав и контроль показателей качества, определяющие свойства угля при хранении, определяются по ГОСТ 33814, ГОСТ Р 57017.

8.1.4 Уровень механизации угольного склада должен обеспечивать его работу с минимальной численностью персонала для выполнения складских операций.

8.1.5 На угольном складе, в зависимости от вместимости и условий эксплуатации, должны применяться:

- механизмы непрерывного действия (роторные погрузчики и разгрузчики, штабелеукладчики) на рельсовом или гусеничном ходу с максимальной автоматизацией работы;

- бульдозеры необходимой мощности в комплексе с механизмами непрерывного действия.

8.1.6 Выбор системы механизации, системы автоматизации и степени резервирования складских механизмов угольного склада в каждом конкретном случае определяется технико-экономическим обоснованием с учетом климатических условий района размещения электростанции, часового расхода, качества топлива, расположения ТЭС относительно населенных пунктов.

8.1.7 При механизации угольного склада машинами непрерывного действия для разравнивания угля и уплотнения его в штабеле, должны быть предусмотрены 2 или 3 бульдозера, которые используются также для выдачи

угля из буферного склада.

8.1.8 Для основных механизмов (ленточные конвейеры, дробилки, питатели) рекомендуется автоматическое и дистанционное управление с центрального щита управления системы топливоподачи, для вспомогательных механизмов (металлоулавливающие, пробоотборные и обеспыливающие установки, щепоуловители и т.п.) – автоматическое, заблокированное с соответствующим основным механизмом, и местное.

8.1.9 Для шиберов пересыпок рекомендуется дистанционное и местное управление. Автоматическое управление допустимо только при работе на углях I и II групп (для углей III и IV групп при каждой перестановке шибера может потребоваться его зачистка от налипшего угля). Группа углей определяется в соответствии с п.8.2.

8.1.10 Для плужковых сбрасывателей рекомендуется автоматическое, дистанционное и местное управление.

8.1.11 Автоматическое управление механизмами топливоподающего тракта включает в себя пуск механизмов в определённой технологической последовательности, контроль за состоянием механизмов в процессе работы и останов тракта топливоподачи с выдержками времени, достаточными для полного освобождения механизмов от угля. Останов под нагрузкой допустим только в аварийных ситуациях.

8.1.12 Основной объем технологических защит, блокировок, измерений и сигнализаций, который следует предусматривать в топливо-транспортном хозяйстве, приведен в приложении Б.

8.1.13 В галереях и эстакадах ленточных конвейеров, узлах пересыпки основного тракта и тракта подачи топлива со склада и в подземной части разгрузочных устройств температура воздуха в холодное время года должна поддерживаться не ниже 10°C, а в помещении дробильных устройств не ниже 15 °C.

Температура воздуха в надземных частях разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) должна поддерживаться не ниже 5 °C.

На конвейерах подачи топлива на склад, где отсутствуют отопительные устройства, должна применяться морозостойкая лента.

8.1.14 На складе должна быть предусмотрена специальная площадка для тушения самовозгоревшегося топлива и его остывания после удаления из штабеля.

8.1.15 При длительном хранении пылящего твердого топлива на резервных и базисных складах рекомендуется предусматривать защитные ограждения с высотой соответствующей применяемым механизмам.

8.1.16 Участки под склады должны располагаться на территории земельного отвода с учетом маневрирования транспортных средств. Вокруг склада и на его территории должны быть дренажные канавы.

8.1.17 Площадка для размещения угольного склада выбирается в сухом, незаболоченном и незатапливаемом месте.

8.1.18 Площадки, предназначенные для складирования угля, должны быть предварительно выровнены, очищены от мусора и растительности; для отвода атмосферных вод должны быть выполнены уклоны в сторону дренажа.

8.2 Группы углей по склонности к окислению

8.2.1. По склонности к окислению и самовозгоранию угли, используемые на ТЭС, разделяются на четыре группы:

I группа – наиболее устойчивые к окислению, не самовозгорающиеся при хранении;

II группа – устойчивые к окислению, самовозгорающиеся в редких случаях;

III группа – средней устойчивости к окислению и самовозгоранию;

IV группа – неустойчивые с повышенной активностью к окислению и самовозгоранию.

8.2.2. Группы углей указаны в инструкции [12]. При отсутствии в указанных группах сжигаемого на ТЭС угля показатели склонности к окислению и самовозгоранию могут быть определены экспериментально в лабораторных испытаниях (по рекомендациям справочника [13]) или в соответствии с ГОСТ Р 57012.

8.3 Хранение топлива в штабелях

8.3.1. Все топливо, поступающее на склад для длительного хранения, должно быть уложено в штабель. Нахождение выгруженного топлива (главным образом III и IV групп состояния окисленности) в бесформенных кучах, навалом более трех суток не допускается.

8.3.2. Разные виды топлива должны храниться в отдельных штабелях. Допускается совместное хранение углей различных марок, если не осложняется условие их использования (процесс их сжигания).

8.3.3. Предельные сроки хранения энергетических углей уплотненных штабелях должны быть следующие: I группа – 6 лет, II – 4 года, III – 3 года и IV группа – 2 года (для углей Канско-Ачинского бассейна – 1 год).

В конкретных случаях в соответствии с ГОСТ Р 57017 могут устанавливаться другие сроки хранения углей, исходя из конкретных условий ТЭС (климатические, окисления, наличие и состояние механизмов и другие).

Контроль качества хранящегося твердого топлива осуществляется в соответствии с требованиями п.7.3.

8.3.4. Под вновь закладываемыми штабелями твердого топлива не рекомендуется располагать водосточные каналы, дренажные устройства, отдельные трубы и кабели, а также теплофикационные, кабельные и другие тоннели. При необходимости тоннелей они должны быть проходными, иметь перекрытие со слоем уплотненного грунта над ними толщиной не менее 1 м.

8.3.5. Перед укладкой топлива площадка под штабель должна быть очищена от растительного мусора и прочих материалов, выровнена и плотно утрамбована. Не допускается укладка твердого топлива на грунте, содержащем органические вещества и колчеданы.

8.3.6. Не допускается смешение топлива свежего поступления с топливом, уложенным в предыдущие сезоны (при наличии технической возможности).

8.3.7. Расстояние от основания штабелей до ограждения (зазора) и фундамента подкрановых путей должно быть не менее 3 м, а до наружной бровки железнодорожного полотна или автодороги не менее 2 м.

8.3.8. Максимальная крутизна откосов штабелей должна составлять 40-45°.

8.3.9. Верхняя поверхность резервного штабеля выполняется слегка выпуклой для обеспечения стока воды. В районах с обильными атмосферными осадками выполняется организованный сток воды со штабеля (устройство ложбин по верху и откосам штабеля с укладкой внутри старой конвейерной ленты, разрезанных труб и др.).

8.3.10. Штабель твердого топлива должен иметь форму усеченной пирамиды, полусферы или прямоугольного параллелепипеда.

8.3.11. Укладка топлива на подготовленное основание под штабель должна начинаться с создания уплотнений «подушки» из свежего угля толщиной до 0,5 м.

8.3.12. Штабеля углей I и II групп закладываются на длительное хранение без уплотнения, при этом должно производиться послойное планирование каждого слоя высотой 1,5-2,0 м.

8.3.13. Угли III группы должны закладываться слоями толщиной не более 1,5 м, а угли IV группы, за исключением углей Канско-Ачинского бассейна, — не более 1 м. Угли Канско-Ачинского бассейна должны закладываться слоями толщиной не более 0,5 м.

8.3.14. Поверхность каждого слоя углей III и IV групп должна планироваться, а затем уплотняться гусеничными тракторами или катками.

8.3.15. Два верхних слоя штабелей всех углей должны подвергаться уплотнению через каждые 0,5 м, причем верхний слой должен уплотняться после предварительной засыпки на него мелкого (порядка 3 мм) топлива. Закладка штабеля должна производиться механизмами по всей ширине до верха с постепенным увеличением длины штабеля. В процессе формирования штабеля должно производиться его послойное и поверхностное уплотнение.

8.3.16. Способы укладки топлива в штабель, эксплуатационный контроль и противопожарные мероприятия регламентируются инструкцией [12].

Приложение А **(обязательное)**

Состав оборудования для приемки и контроля топлива

А.1. Топливоно-транспортное хозяйство ТЭС должно быть обеспечено оборудованием для приемки топлива, соответствующим способу его доставки. При этом в его оснащение должно в основном входить следующее оборудование:

- размораживающее устройство (при использовании железнодорожного транспорта);
- разгрузочное устройство: вагонопрокидыватели или разгрузсарай и эстакада для разгрузки вагонов (при доставке железнодорожным транспортом);
- причал с площадкой, ковшовые краны, бульдозеры, погрузчики (при доставке водным транспортом);
- автосамосвалы (при доставке автомобильным транспортом).
- маневровое оборудование при доставке топлива железнодорожным транспортом (локомотивы, электротолкатели);
- конвейеры для подачи топлива;
- дополнительное оборудование: бурорыхлительные машины, виброочистные устройства.

А.2. Топливоно-транспортное хозяйство ТЭС должно быть оснащено средствами контроля количества и качества топлива (помимо оборудования аналитических лабораторий):

- вагонные или автомобильные весы (в зависимости от варианта доставки);
- автоматизированный пробоотборник (обязательно при проектировании новых энергообъектов, для действующих энергообъектов – при наличии технической и технологической возможности установки);
- проборазделочное оборудование;
- устройства для отделения из угля металлов, дерева и прочих посторонних нетопливных фракций (обязательно при проектировании новых энергообъектов и реконструкции систем топливоподачи действующих объектов).

А.3. При проектировании новых, реконструкции, а также модернизации действующих энергообъектов (при наличии технической и технологической возможности установки) рекомендуется включать в состав оборудования топливоно-транспортного хозяйства:

- систему видеофиксации доставки, в том числе распознавание номера вагона или автомобиля (в зависимости от вида перевозки);
- автоматизированный экспресс-анализатор качественных характеристик поступающего топлива на угольный склад;
- автоматизированный комплекс анализа складских остатков (3D сканирование склада, автоматический контроль объема).

Приложение Б (обязательное)

Объем технологических защит и измерений оборудования топливно-транспортного хозяйства

Б.1 Объем технологических измерений и сигнализации

Объем основных технологических измерений с указанием оснащением сигнализацией (в столбце «С») дан в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Параметр	С
Температура воздуха внутри каждого гаража тепляка	
Температура тормозного цилиндра вагона в середине каждого тепляка	
Температура наружного воздуха	
Расход пара на разогрев вагонов	
Состояние автоматического устройства режима работы тепляка	
Положение въездных ворот (закрытое или открытое)	
Предельный надвиг вагонов в тепляк	
Негабаритность вагонов	
Занятость путей тепляка	
Давление воды в трубопроводах аспирационных установок	*
Уровень топлива в БСУ	*
Ток электродвигателей основных технологических механизмов (конвейеров, дробилок, питателей, грохотов)	*
Производительность конвейеров	
Количество топлива, поданное в котельную	
Ток электродвигателей вагоноопрокидывателей	
Ток электродвигателей дробильно-фрезерных машин	
Напряжение и ток динамического торможения вагоноопрокидывателя	
Положение механизмов топливоподачи (конвейеры, дробилки, питатели, грохотов, плужковые сбрасыватели, шиберы)	*
Аварийный останов электродвигателей основных механизмов	*
Неисправности аспирационных установок (в каждом узле пересыпки)	*
Срабатывание контрольного металлоискателя	*
Завалы течек	*
Переполнение БСУ	*

Б.2 Объем технологических защит

В схемах топливоподачи должны предусматриваться следующие защиты и блокировки:

- запрет пуска механизма без включения предупредительного звукового сигнала;
- запрет пуска механизмов в неправильной последовательности;
- запрет пуска механизмов при неправильном положении шиберов в узлах пересыпок или плужковых сбрасывателей;
- отключение механизмов в случае завала пересыпных течек конвейеров;
- отключение электродвигателей конвейеров и питателей в случае их перегрузки, отключение электродвигателей конвейеров при разрыве, недопустимом отклонении (скосе), пробуксовки ленточных конвейеров;
- запрет работы механизмов при неисправности в цепях включения электродвигателей оборудования топливоподачи;
- останов ленточного конвейера при обнаружении опасных для оборудования металлических предметов;
- запрет пуска конвейеров при неработающих системах обеспыливания, щепо- и металлоулавливания.

В аварийную сигнализацию должны быть включены следующие сигналы:

- завал пересыпных течек;
- отключение обеспыливающих установок;
- отключение основных механизмов;
- обрыв лент конвейеров;
- сход лент конвейеров;
- останов ленточного конвейера;
- отключение дробилок;
- отключение пробоотборников;
- неисправности в цепях металлоискателей;
- неисправности в цепях металлоуловителей.

Приложение В
(обязательное)

			«Утверждаю»		
			Директор		
			(наименование электростанции)		
			(подпись)		(Фамилия И.О.)
		« ____ »	_____	20	__ г.
		(число)	(месяц)		(год)
АКТ № ____					
ОБ ОТБОРЕ И ОБРАБОТКЕ ПРОБ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА					
			« ____ »	_____	20 __ г.
(город, поселок)			(число)	(месяц)	(год)
Мы, нижеподписавшиеся, члены комиссии в составе:					
_____			_____		
(должность)			(Фамилия И.О.)		
_____			_____		
(должность)			(Фамилия И.О.)		
ознакомленные с «Инструкцией о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, ГОСТ 1137-64 и ГОСТ 10742-71, в порядке, предусмотренном этими документами, произвели отбор проб _____ угля марки _____					
			(месторождение)	_____	(указать)
(_____ мм) прибывшего _____ в соответствии с _____					
(размер кусков)		(указать транспорт)		(указать документ)	
№ _____ поступивших « ____ » _____ 20 __ г. в адрес					
(указать)		(дата)	(месяц)	(год)	
от грузоотправителя _____					
(указать получателя)			(указать отправителя)		
Общая масса поступившего угля составила _____ т.					
В соответствии с пп 1.5 и 1.6 ГОСТ 10742-71 отобрано _____ порций.					
Масса каждой порции _____ кг.					
Общая масса пробы составила _____ кг.					
Проба обработана в соответствии с ГОСТ 10742-71 с выделением 2 экз. лабораторной пробы за № _____.					

Лабораторные пробы помещены в плотно закрывающиеся банки. Каждая банка взвешена, снабжена двумя заполненными в соответствии с требованиями п. 5.2 ГОСТ 10742-71 этикетками и опломбирована пломбой _____		
		(указать)
С оттиском _____ .		
(указать)		
Одна из отобранных проб передана для анализа в химическую лабораторию, а вторая (контрольная) хранится в специальном помещении.		
Приложение:	Этикетка к контрольной пробе топлива	
Члены комиссии:		
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(Фамилия И.О.)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(Фамилия И.О.)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(Фамилия И.О.)

**Приложение Г
(Обязательное)**

_____ (Электростанция)

«Утверждаю»

Главный инженер _____

« ____ » _____ 20 __ г.

**АКТ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАСЫПНОЙ ПЛОТНОСТИ ТОПЛИВА**

1. Номер или наименование штабеля (части).
2. Марка угля и его характеристики (содержание влаги, золы, фракционный состав — по данным химической лаборатории, приложить).
3. Форма и геометрические размеры штабеля или его части (приложить схему).
4. Размеры кусков в штабеле (определяются визуально):
 - остаток на сите 100x100 мм, % _____;
 - остаток на сите 20x20 мм, % _____.
5. Результаты взвешивания топлива в измерительных рамках (трубах) и обмера емкостей (рамок и труб):

Номер измерительной емкости	Объем измерительной емкости V_p , м ³	Масса топлива в измерительной емкости, Гр, т
1	$V_{p1} =$	$G_{p1} =$
2	$V_{p2} =$	$G_{p2} =$
...
n	$V_{pn} =$	$G_{pn} =$

6. Значения насыпной плотности топлива по отдельным точкам штабеля:

$$\gamma_{p1} = G_{p1} / V_{p1}, \text{ т/м}^3$$

$$\gamma_{p2} = G_{p2} / V_{p2}, \text{ т/м}^3$$

...

$$\gamma_{pn} = G_{pn} / V_{pn}, \text{ т/м}^3$$

7. Среднее арифметическое значение насыпной плотности топлива:

$$\gamma_p = (\gamma_{p1} + \gamma_{p2} + \dots + \gamma_{pn}) / n, \text{ т/м}^3$$

Справочно: Дата предыдущего замера, характеристики (содержание влаги, золы, фракционный состав — по данным химической лаборатории, приложить) и значение насыпной плотности при предыдущем проведении замеров.

Председатель рабочей группы _____ (ФИО, подпись)

Члены рабочей группы _____ (ФИО, подпись)

Библиография¹

- [1] МИ 2427-2016 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Оценка состояния измерений в испытательных, измерительных и лабораториях производственного и аналитического контроля, утверждённая ФГУП «УНИИМ» 29.03.2017, ФГУП «ВНИИМС» 30.03.2017
- [2] РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Утверждено первым заместителем Председателя Правления РАО «ЕЭС России» О.В. Бритвиным, 09.03.2000
- [3] СО 153-34.03.352-2003. Инструкция по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива, утверждена приказом Минэнерго РФ от 24.06.2003 №251
- [4] РД 34.03.353. Правила взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций, утверждены Минэнерго СССР, 10.10.1973
- [5] РД 34.09.105-96. Методические указания по организации учета топлива на тепловых электростанциях, утверждены РАО «ЕЭС России» 12.05.1996
- [6] РД 34.09.107. Методические указания по инвентаризации угля и горючих сланцев на электростанциях, утверждены Минэнерго СССР 08.09.1983
- [7] СО 34.09.114-2001 (РД 153-34.1-09.114-2001). Методические указания по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива для расчета удельных расходов топлива на тепловых электростанциях, утверждены РАО «ЕЭС России» 29.12.2001
- [8] РД 153-34.0-04.202-98. Методические указания. Аттестация подразделений энергетических предприятий, выполняющих количественный химический анализ. Организация и порядок проведения, утверждены РАО «ЕЭС России» 16.03.1998
- [9] МИ 1953-2017. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса грузов при бестарных перевозках. Методика выполнения измерений весами и весовыми дозаторами, утверждена ФГУП «СНИИМ» 28.02.2017

¹ Документы, приведенные в библиографии, применяются в части, не противоречащей требованиям, установленным нормативными правовыми актами.

- [10] РД 34.23.504-87. Типовая инструкция по эксплуатации пробоотборников и разделочных машин твердого топлива на электростанциях, утверждена Минэнерго СССР 29.12.1985
- [11] РД 34.44.205-89. Методические указания по входному контролю качества твердого топлива, поступающего на электростанции с использованием механических пробоотборников, утверждены главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 20.03.1989
- [12] РД 34.44.101-96. Типовая инструкция по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций, утверждена Департаментом науки и техники РАО «ЮС России» 12.01.1996
- [13] Энергетические угли восточной части России и Казахстана (Справочник). Челябинск, УралВТИ, 2004
- [14] МИ 3115-2008 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса грузов, перевозимых железнодорожным транспортом. Измерения и учет массы груза при взаиморасчетах между грузоотправителем и грузополучателем, утверждена ФГУП «ВНИИМС» Ростехрегулирования 30.05.2008
- [15] Нормы естественной убыли антрацитов, каменных и бурых углей и брикетов из каменных и бурых углей при перевозках железнодорожным транспортом, утверждены постановлением Госснаба СССР от 11.08.1987 № 109
- [16] Нормы естественной убыли антрацитов, каменных и бурых углей и брикетов из каменных и бурых углей при перевозках автомобильным транспортом, утверждены постановлением Госснаба СССР от 11.08.1987 №109
- [17] Нормы естественной убыли антрацитов, каменных и бурых углей всех марок при морских и речных перевозках и погрузочно-разгрузочных работах в порту, утверждены постановлением Госснаба СССР от 29.03.1989 №21
- [18] Стандарт Торгово-промышленной палаты РФ СТО ТПП 21-31-14 «Определение массы груза по осадке судна. Методические рекомендации», утвержден Комиссией Правления ТПП РФ по экспертизе и аттестации экспертов (протокол № 64 от 26.07. 2013 г.)

УДК 621.311.171 (094): 621.311.183 (094)

ОКС 27.100, 75.160.10

Ключевые слова: стандарт организации, тепловая электростанция, твердое топливо, приемка топлива, хранение топлива, учет топлива, склад топлива, претензионная работа

Руководитель организации-разработчика

ОАО «ВТИ»

Генеральный директор

Д.Н. Панфилов

Руководитель
разработкиЗаведующий отделением
парогенераторов и топочных
устройств

А.Н. Тугов

Исполнители:

Заведующий сектором



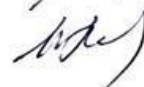
М.Н. Майданик

Старший научный сотрудник



Э.Х. Вербовецкий

Инженер I категории



И.В. Артемьева