Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

НП «ИНВЭЛ»

СТО
70238424.27.100.079-2011

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Условия предоставления продукции (услуг)

Нормы и требования

Дата введения – 2011–02–28

Издание официальное

Москва

2011

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом «О техническом регулировании» от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ и ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения».

Порядок разработки и применения стандартов организации установлены ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Построение, изложение, оформление и содержание стандарта организации выполнены с учетом требований ГОСТ Р 1.5-2004 «Стандарты национальные Российской Федерации».

Стандарт разработан в соответствии с требованиями:

Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ;

Федерального закона от 03.04.1996 г. № 28-ФЗ «Об энергосбережении»;

Федерального закона от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых нормативных документов, требующих изменения содержащихся в проекте стандарта требований.

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского» (ОАО «ЭНИН»), Открытым акционерным обществом «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом НП «ИНВЭЛ» от 21.02.2011 № 13

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2011

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 5
4 Общие положения 15
5 Общие требования и условия поставки электрической энергии 17
5.1 Организационные формы поставки электрической энергии..... 17
5.2 Качество и режимы отпуска электроэнергии 25
5.3 Требования к генерирующему оборудованию..... 30
5.4 Надежность поставки электрической энергии..... 34
5.5 Контроль и учет электрической энергии..... 34
6 Общие требования и условия поставки тепловой энергии 36
6.1 Организационные формы поставки тепловой энергии и теплоносителей..... 36
6.2 Содержание договора купли-продажи (поставки) тепловой энергии и теплоносителей 40
6.3 Показатели количества и качества тепловой энергии и теплоносителей..... 41
6.4 Надежность поставки тепловой энергии и теплоносителей..... 45
6.5 Контроль и учет тепловой энергии и теплоносителей 48
6.6 Взаимодействие с диспетчерскими службами..... 50

Библиография 52

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
Условия предоставления продукции (услуг)
Нормы и требования

Дата введения – 2011–02–28

1 Область применения

Стандарт распространяется на тепловые электростанции (ТЭС), работающие на органическом топливе мощностью более 10 МВт, производящие электрическую энергию в конденсационном режиме или электрическую и тепловую энергию в комбинированном (теплофикационном) режиме и устанавливает организационные и технические нормы и требования к поставке электрической и тепловой энергии.

Стандарт предназначен для применения генерирующими компаниями рынка электроэнергии (ОГК, ТГК) и иными владельцами ТЭС (ТЭЦ), эксплуатирующими, проектными, электроснабжающими, (теплоснабжающими), сетевыми организациями и иными организациями, привлекаемыми владельцами ТЭС (ТЭЦ) для выполнения работ (оказания услуг).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы, постановления Правительства и стандарты:

Федеральный закон от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ;

Федеральный закон от 03.04.1996 г. № 28-ФЗ «Об энергосбережении»;

Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в редакции Федерального закона от 04.11.2007 г. № 250-ФЗ);

Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»;

Федеральный закон от 14.04.1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»;

Постановление Правительства РФ от 11.07.2001г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»;

Основы ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 26.02.2004 г. № 109 (в редакции Постановления Правительства РФ от 07.04.2007 г. № 205);

Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденные Постановлением Правительства от 24.10. 2003г. № 643 (в редакции Постановления Правительства РФ от 28.06.2008 N 476);

Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 31.08.2006г. № 530 (в редакции Постановления Правительства РФ от 16.07.2007 г. № 450);

Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, утвержденные Постановлением правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861;

Постановление Правительства РФ от 07.12.2005 г. № 738 «О порядке формирования источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования

объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности»;

Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 г. №117.

ГОСТ 27.002 - 89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения;

ГОСТ 533-85 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия;

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения;

ГОСТ 24277-85 Турбины паровые стационарные для ТЭС. Общие технические требования. Транспортировка и хранение. Гарантии изготовления;

ГОСТ 24278-89 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования;

ГОСТ 25365-82 Котлы паровые и водогрейные. Общие технические требования;

ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения;

ГОСТ 27625-88 Блоки энергетические для тепловых электростанций. Требования к надежности, маневренности и экономичности;

ГОСТ 28269-89 Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования;

ГОСТ 28969-91 Турбины паровые стационарные малой мощности. Общие

технические условия;

СТО 17330282.29.240.002-2007 Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России;

СТО 17330282.29.240.001-2005 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем;

СТО 59012820.27.100.002-2008 Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты;

СТО 70238424.27.010.005-2009 Тепловые сети. Условия предоставления продукции. Нормы и требования;

СТО 70238424.27.040.004 – 2008 Паротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования;

СТО 70238424. 27.040.007-2009 Паротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования;

СТО 70238424.27.060.005-2009 Паровые котельные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования;

СТО 70238424.27.100.008 – 2008 Блочные установки (Теплотехническая часть). Условия поставки. Нормы и требования;

СТО 70238424.27.100.010-2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования»;

СТО 70238424.27.100.026 – 2009 Блочные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования;

СТО 70238424.27.100.038-2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования;

СТО 70238424.29.160.20.006-2009 Турбогенераторы и синхронные компен-

саторы. Условия поставки. Нормы и требования;

СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95) Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов 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. 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, определения, обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 19431, ГОСТ 26691, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **бронь аварийная:** Электрическая (тепловая) нагрузка и количество электрической (тепловой) энергии и теплоносителей (при частичной или полной остановке технологического процесса), обеспечивающие безопасность людей, сохранность оборудования, технологического сырья, продукции и средств пожарной охраны.

3.2 **бронь технологическая:** Электрическая (тепловая) нагрузка и количество электрической (тепловой) энергии и теплоносителей, обеспечивающие работоспособность технологического оборудования, останов которого может привести к необратимым последствиям.

3.3 **владелец:** Юридическое лицо (предприятие), на балансе которого находится опасный производственный объект и руководство которого несет юридическую, административную и уголовную ответственность за безопасную его эксплуатацию.

3.4 **Генерирующие компании оптового рынка электроэнергии (ОГК):** Генерирующие компании, образованные на базе электростанций в соответствии с Основными направлениями реформирования электроэнергетики Российской Федерации, одобренными постановлением Правительства РФ от 11.07.2001г. №526, распоряжением Правительства РФ от 1 сентября 2003 г. № 1254-р.

3.5 **граница балансовой принадлежности:** Линия раздела элементов систем энергоснабжения (теплоснабжения) между их владельцами по признаку собственности или иного законного основания.

3.6 **двусторонний договор купли-продажи электрической энергии:** Соглашение, в соответствии с которым поставщик обязуется поставить покупателю электрическую энергию в определенном количестве и определенного требованиями соответствующих технических регламентов и иными обязательными требованиями качества, а покупатель обязуется принять и оплатить электрическую энергию на условиях заключенного в соответствии с правилами оптового рынка и основными положениями функционирования розничных рынков договора.

3.7 **диспетчерский график:** Задание по мощности, выработке, передаче, величине резерва мощности, значению напряжения, доведенное субъектом оперативно-диспетчерского управления до субъекта электроэнергетики.

3.8 **диспетчерский центр:** Структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

3.9 **договор купли-продажи тепловой энергии**: Договор, в соответствии с которым поставщик (производитель тепловой энергии, энергосбытовая или энергосбытовая компания) обязуется поставить тепловую энергию в определенном количестве и определенного качества, а покупатель обязуется принять и оплатить тепловую энергию.

3.10 **договор электроснабжения (теплоснабжения)**: договор, по которому поставщик электрической (тепловой) энергии обязуется поставлять покупателю электрическую энергию в определенном количестве и определенного качества по

принадлежащим ему сетям или урегулировать отношения с сетевой организацией, к сетям которой присоединен потребитель.

3.11 **Единая энергетическая система России:** Совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

3.12 **зона оптового рынка:** Территория, которая определяется Правительством Российской Федерации и в границах которой происходит формирование равновесной цены оптового рынка в порядке, предусмотренном Федеральным законом «Об электроэнергетике» и правилами оптового рынка.

3.13 **источник теплоты (тепловой энергии):** Энергоустановка, производящая тепловую энергию.

3.14 **качество тепловой энергии:** Термодинамические показатели теплоносителя (температура и давление) с установленными отклонениями от договорных величин, обуславливающие степень их пригодности для нормальной работы систем теплопотребления в соответствии с их назначением.

3.15 **качество теплоносителя:** Физико-химические показатели теплоносителя (прозрачность, жесткость и т.п.), обуславливающие степень их пригодности для длительной нормальной работы систем теплопотребления в соответствии с их назначением.

3.16 **комбинированная выработка электрической и тепловой энергии:** Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии.

3.17 **коммерческий учет тепловой энергии:** Определение на основании измерений и других регламентированных процедур количества тепловой энергии и теплоносителей с целью осуществления коммерческих взаиморасчетов между

энергоснабжающими организациями и абонентами (потребителями).

3.18 **коммерческий учет электрической энергии (мощности)**: Процесс измерения количества электрической энергии и определения объема мощности, сбора, хранения, обработки, передачи результатов этих измерений и формирования, в том числе расчетным путем, данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии (мощности) для целей взаиморасчетов за поставленные электрическую энергию и мощность, а также за связанные с указанными поставками услуги.

3.19 **конкурентный отбор:** Процедура определения цен и объемов электрической энергии или мощности в результате отбора ценовых заявок по критерию минимальных цен.

3.20 **мощность номинальная:** Активная электрическая мощность, которую должно обеспечивать генерирующее оборудование ((энергоблоки, турбоагрегаты, котельные установки) при длительной эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками завода-изготовителя и указанная в паспорте.

3.21 **мощность максимальная (технический максимум):** Наибольшая активная электрическая мощность, с которой генерирующее оборудование может длительно работать по технологическим условиям работы.

3.22 **мощность минимальная (технический минимум нагрузки):** Минимально-необходимая активная электрическая мощность, для достижения которой допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

3.23 **мощность располагаемая:** Располагаемая мощность определяется как установленная мощность генерирующего объекта (энергоустановки) за вычетом ограничений по мощности (для электроустановки – согласованных с Системным оператором).

3.24 **мощность установленная:** Электрическая и тепловая мощность объектов по производству электрической и тепловой энергии на момент введения в эксплуатацию соответствующего генерирующего объекта.

3.25 **мощность отпущенная:** Мощность, поставляемая на рынок электрической и тепловой энергии, определяется как располагаемая мощность генерирующего объекта за вычетом собственных и хозяйственных нужд.

3.26 **нижний предел регулировочного диапазона (технологический минимум):** минимальный уровень регулирования нагрузки энергоблока, установленный исходя из условия сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала.

3.27 **ограничение мощности:** Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности генерирующего оборудования. Снижение мощности из-за ремонтных работ в ограничение мощности не включают.

3.28 **оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике:** Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.

3.29 **операционная зона диспетчерского управления:** Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

3.30 **оптовый рынок электрической энергии и мощности (оптовый рынок):** Сфера обращения особых товаров - электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил

оптового рынка, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

3.31 **переходный период реформирования электроэнергетики:** Период времени, начинающийся с даты вступления в силу Правил оптового рынка переходного периода и оканчивающийся датой вступления в силу в полном объеме Федерального закона «Об электроэнергетике».

3.32 **регламенты оптового рынка:** Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Наблюдательным советом (НП «Совет рынка»).

3.33 **регулирование вторичное:** Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности (центрального регулятора) или по команде диспетчерского центра.

3.34 **регулирование первичное:** Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты.

3.35 **регулирование третичное:** Оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях. На электростанции третичного регулирования периодически передаются все отклонения от планового режима, первоначально воспринятые электростанциями первичного, а затем вторичного регулирования.

3.36 **регулирование частоты первичное общее (ОПРЧ):** Первичное регулирование частоты тока, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирование электростанций при аварийных отклонениях частоты.

3.37 **регулирование частоты первичное нормированное (НПРЧ):** Пер-

вичное регулирование частоты тока, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надёжности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

3.38 **потребители электрической энергии (мощности) и тепловой энергии:** Лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд и (или) для последующей продажи.

3.39 **производитель (поставщик) электрической энергии (мощности):** Собственник или иной законный владелец генерирующих объектов, осуществляющий производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи, либо иные юридические лица, являющиеся собственниками электрической энергии (мощности), производимой на генерирующих объектах, или обладающие правом осуществлять ее продажу.

3.40 **расчетный период:** Установленный договором период времени, за который должны быть учтены и полностью оплачены плательщиком потребленная электрическая (тепловая) энергия, мощность и израсходованный теплоноситель.

3.41 **режим поставки:** Регламентирование поставки электрической (тепловой) энергии (мощности), установленное договором либо задаваемое диспетчерской организацией.

3.42 **розничные рынки электрической энергии:** Сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии.

3.43 **сетевые организации**: Коммерческие организации, основным видом деятельности которых является оказание услуг по передаче электрической (тепловой) энергии по электрическим (тепловым) сетям, а также осуществлению меро-

приятий по технологическому присоединению к сетям.

3.44 **система теплоснабжения**: Совокупность взаимосвязанных технических устройств, обеспечивающих снабжение потребителей тепловой энергией от теплового источника (источников) через тепловую сеть.

3.45 системный оператор Единой энергетической системы России: Специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

3.46 **собственность (собственник):** Экономическая категория, отражающая права владения, пользования и распоряжения имуществом, принадлежащим одному или нескольким лицам.

3.47 **тарифы:** Система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.

3.48 **тепловая энергия (тепло):** Продукция ТЭС и котельных, характеризуемая расходом теплоносителя и его термодинамическими параметрами (температурой, давлением). Количество тепловой энергии измеряется в Гкал, ГДж, МВт/ч (тепл).

3.49 **тепловая мощность:** Количество тепловой энергии, которое может быть произведено или передано по тепловым сетям за единицу времени, измеряемое в Гкал/ч, ГДж/ч, МВт (тепл).

3.50 **точка поставки**: Место в электрической сети, используемое для определения объемов произведенной (потребленной) участниками оптового рынка электрической энергии (мощности).

3.51 **узел коммерческого учета тепловой энергии и (или) теплоносите-**

лей: Совокупность аттестованных в установленном порядке средств и систем измерений и других устройств, предназначенных для коммерческого учета количеств тепловой энергии и (или) теплоносителей, а также для обеспечения контроля качества тепловой энергии и режимов теплопотребления.

3.52 **услуги по обеспечению системной надежности, услуги системные:** Услуги, оказываемые Системным оператором или иными субъектами рынка по договору с Системным оператором для обеспечения установленных параметров надежности функционирования электроэнергетической системы и качества электрической энергии.

3.53 **участники оптового рынка:** Поставщики электрической энергии и (или) мощности (генерирующие компании или организации, имеющие право продажи производимой на генерирующем оборудовании электрической энергии (мощности), покупатели электрической энергии и мощности (энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, энергоснабжающие организации, крупные потребители электрической энергии,), организации, осуществляющие экспортно-импортные операции, получившие статус субъектов оптового рынка и право на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке.

3.54 **участники розничных рынков: У**частники отношений по производству, передаче, купле-продаже и потреблению электрической энергии на розничных рынках, а также по оказанию услуг, неразрывно связанных с процессом снабжения электрической энергией потребителей.

3.55 **ценовая заявка:** Документ, отражающий намерение участника оптового рынка купить или продать в определенной группе точек поставки электрическую энергию или мощность и устанавливающий планируемые участником к покупке (продаже) объемы электрической энергии на каждый час суток или объемы мощности на соответствующий период поставки мощности с указанием предлагаемых цен покупки (продажи) для каждого из планируемых объемов электрической энергии или мощности.

3.56 **ценообразование:** Процесс расчета и установления регулируемых тарифов (цен), применяемых при расчетах за электрическую энергию, мощность и тепловую энергию, а также за соответствующие услуги, оказываемые организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.

3.57 **электроэнергетика:** Отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов (в том числе входящих в Единую энергетическую систему России), принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики или иным лицам. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения.

3.58 **электрическая энергия:** Энергия электрического тока, вырабатываемая на электрических станциях, количество которой измеряется в кВт.ч.

3.59 **электрическая мощность:** Количество электрической энергии, которое может быть произведено или передано по электрическим сетям в единицу времени, измеряемая в кВт или кратных единицах (МВт, ГВт)

3.60 **энергетическая система (энергосистема):** Совокупность генерирующих установок производителя, транспортных сетей и энергоустановок потребителя, независимо от формы собственности, взаимосвязанных процессами производства, передачи, распределения и потребления электрической (тепловой) энергии с общим диспетчерским управлением технологическими режимами этих процессов.

3.61 **энергосбытовые организации:** Организации, осуществляющие в качестве основного вида деятельности продажу другим лицам произведенной или приобретенной электрической (тепловой) энергии.

3.62 **энергоснабжающие организации:** Организации, осуществляющие продажу потребителям произведенной или купленной электрической (тепловой) энергии и совмещающие эту деятельность с деятельностью по передаче электрической (тепловой) энергии.

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АСУ ТП – автоматизированные системы управления технологическими процессами

ЕЭС – Единая энергетическая система России

КПД – коэффициент полезного действия

ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии

ОПРЧ – общее первичное регулирование

ПВД – подогреватель высокого давления

РОУ – редукционно-охладительная установка

СО – системный оператор ЕЭС

ТГК – территориальная генерирующая компания

ТЭС – тепловая электрическая станция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ФСТ – Федеральная служба тарифов

ЦНД – цилиндр низкого давления турбины

4 Общие положения

4.1 Продукцией тепловых электрических станций (ТЭС) является электрическая энергия и мощность или электрическая энергия (мощность) и тепловая энергия (мощность) при их совместном производстве. Продукция ТЭС через электрические и тепловые сети поставляется потребителям для использования для собственных производственных и бытовых нужд.

Особенностью продукции ТЭС является ее производство (предоставление) в непрерывном, бесперебойном режиме в соответствии с заданными графиками

нагрузки. Объем производства электрической и тепловой энергии в каждый момент времени полностью соответствует объему потребления.

4.2 Тепловые электрические станции работают в составе энергосистемы, которая представляет собой технологическое единство генерирующих установок, транспортных сетей и энергоустановок потребителя с общим диспетчерским управлением технологическими режимами производства, передачи, распределения и потребления энергии.

4.3 Для обеспечения надежности функционирования энергосистемы владельцы ТЭС оказывают на возмездной основе услуги по обеспечению системной надежности. В соответствии с «Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг» под услугами по обеспечению системной надежности, понимается комплекс действий по:

а) нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций;

б) автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций;

в) регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия (услуги по регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии);

г) развитию систем противоаварийного управления (включая установку (модернизацию) соответствующих устройств) в Единой энергетической системе России.

4.4 Общие условия поставки электрической и тепловой энергии в период реформирования энергетики регламентируется Федеральными законами РФ в области энергетики № 35-ФЗ, № 36-ФЗ, № 41-ФЗ, Постановлениями Правительства РФ от 11.07.2001г. № 526, от 26.02.2004 г. № 109 и разработанными на их основе

нормативными документами, утвержденными Правительством РФ.

4.5 Электрическая энергия, вырабатываемая на ТЭС, поставляется на оптовый и розничные рынки, тепловая энергия - на розничные рынки. На оптовом рынке торговля электроэнергией и мощностью разделена, устанавливаются отдельные ставки тарифов (цен) на электроэнергию и мощность. На розничных рынках используется одноставочный тариф на электрическую и тепловую энергию.

В переходный период реформирования энергетики электроэнергия (мощность) реализуется по регулируемым и свободным (нерегулируемым) ценам. После окончания периода реформирования поставка электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам должна быть прекращена для всех категорий потребителей за исключением населения.

Тепловая энергия поставляется на розничные рынки тепловой энергии только по регулируемым ценам.

5 Общие требования и условия поставки электрической энергии

5.1 Организационные формы поставки электрической энергии

5.1.1 Электрическая энергия, производимая на ТЭС, поставляется на оптовый рынок, если владелец ТЭС (ОГК, ТГК, ОАО энергосистемы и ОАО-электростанции) является участником оптового рынка.

Требования к субъектам оптового рынка и организационные формы поставки электроэнергии (мощности) регламентируются Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка [1].

5.1.2 Для участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке владелец электростанций, суммарная мощность которых равна или больше 25 МВт, должен выполнить требования, предусмотренные положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка [2], регламентом допуска к торговой системе оптового рынка [3], заключить договор о присоединении к тор-

говой системе оптового рынка и вступить в члены совета рынка.

Владелец ТЭС должен заключить ряд обязательных договоров, указанных в п.п. 1.4.2 - 1.4.7 договора о присоединении к торговой системе оптового рынка [1], которые стандартизированы по форме и условиям выполнения. Условия этих договоров принимаются участниками оптового рынка путем присоединения к ним в целом.

Наряду с обязательными договорами поставщики и покупатели электрической энергии и мощности – субъекты оптового рынка вправе заключать двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии и (или) мощности по ценам, определяемым по соглашению сторон.

5.1.3 Поставка электроэнергии на розничные рынки переходного периода осуществляется в соответствии с Правилами функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики.

5.1.4 Объектом поставки по договорам оптового и розничных рынков является установленный договором объем электроэнергии и (или) мощности. Во всех договорах оптового и розничных рынков (для точек поставки с мощностью более 5 МВт) указывается график поставки - почасовой объем поставки электроэнергии (мощности).

Объем электроэнергии (мощности), поставляемой ТЭС, определяется суммарно по всем договорам, заключенным на оптовом и розничных рынках относительно каждой генерирующей установки ТЭС (энергоблока, турбоагрегата).

Почасовой объем поставки электроэнергии (мощности) каждой генерирующей установкой ТЭС не должен превышать ее рабочую мощность.

5.1.5 Суммарное количество поставляемой по всем регулируемым договорам электроэнергии (мощности), заключаемым в отношении каждой ТЭС, должно соответствовать установленному для нее объему поставки в прогнозном балансе производства и потребления с учетом темпов либерализации объемов продажи электроэнергии (мощности) по регулируемым тарифам, установленных законода-

тельством Российской Федерации.

5.1.6 Обязательства поставщика по количеству поставляемой электроэнергии по регулируемому договору исполняются путем включения этого объема в плановое почасовое производство и (или) покупкой соответствующего количества электрической энергии, не включенного в плановое почасовое производство. Покупка недостающего объема электроэнергии производится по равновесным ценам, определяемым по результатам конкурентного отбора ценовых заявок за сутки вперед или по свободным ценам, определяемых по соглашению сторон в договорах купли-продажи электрической энергии.

5.1.7 В системе договоров оптового рынка объем поставки электроэнергии, определяется не по реальному производству, а по стандартным условиям договоров.

Обязательства по поставке (получению) электрической энергии по регулируемым договорам купли-продажи, договорам купли-продажи по результатам конкурентного отбора за сутки вперед, договорам комиссии на продажу электрической энергии всегда считаются исполненными, исходя из общей договорной системы оптового рынка, и не зависят от фактического производства (получения) электрической энергии (мощности) сторонами договоров.

Оплата электрической энергии, осуществляется за количество электрической энергии, приобретенное по каждому договору, независимо от объема фактического потребления.

5.1.8 Исполнение обязательств поставщика по договорам на поставку мощности осуществляется в объеме фактической поставки на оптовый рынок с учетом выполнения требований по поддержанию готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии. Фактический объем поставки мощности рассчитывается системным оператором по итогам истекшего расчетного периода.

В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, договором о присоединении к торговой системе

оптового рынка [1] и регламентом аттестации генерирующего оборудования [4] системный оператор проводит аттестацию генерирующего оборудования по объему и техническим параметрам, в результате которой для генерирующего оборудования устанавливается предельный объем поставки мощности на оптовый рынок.

5.1.9 Поддержание готовности генерирующего оборудования ТЭС к выработке электрической энергии состоит в выполнении следующих требований регламента определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии [5] и подтверждения их системным оператором:

- участие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ);

- предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;

- соблюдение заданного системным оператором режима и участию в регулировании активной мощности.

Требование по выполнению заданного системным оператором режима работы генерирующего оборудования, установленные Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, исполняется, если каждый час в отношении каждой единицы оборудования выполняются следующие условия:

а) согласованный в установленном порядке с системным оператором на данный час ремонт не приводит к превышению определенного до начала года совокупного срока ремонтов на данный год, согласованных в установленном порядке с системным оператором;

б) отсутствуют технологические ограничения на производство или выдачу в сеть электрической энергии (мощности);

в) мощность генерирующего оборудования, указываемая в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, подаваемых системному оператору в соответствии с регламентом подачи уведомлений участниками опто-

вого рынка [6], соответствует предельному объему поставки мощности генерирующего оборудования участника оптового рынка, уменьшенному на объем выведенной в ремонт мощности, согласованный в установленном порядке с системным оператором, с учетом величины технологических ограничений на производство или подачу в сеть электрической энергии (мощности), а минимальная мощность генерирующего оборудования, указываемая в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, соответствует значению минимальной мощности генерирующего оборудования, согласованному системным оператором;

г) значения параметров генерирующего оборудования, указываемые в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, подаваемых системному оператору в соответствии с регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка [6], соответствуют значениям параметров, установленным системным оператором, в том числе при аттестации по параметрам, с учетом оборудования, выведенного в согласованный в установленном порядке с системным оператором ремонт;

д) объем электрической энергии, предлагаемый в ценовой заявке на продажу электрической энергии, поданной участником оптового рынка в соответствии с регламентом [7] для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед в отношении каждого часа суток, соответствует объему электрической энергии, вырабатываемому с соблюдением максимального значения мощности генерирующего оборудования, определенного системным оператором; Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка

е) максимальное значение мощности генерирующего оборудования не уменьшалось, а минимальное значение мощности генерирующего оборудования не увеличивалось по сравнению с величиной, указываемой в подаваемых системному оператору уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка [6] или согласованной в соответствии с договором о присоединении к тор-

говой системе оптового рынка с системным оператором;

ж) участником оптового рынка соблюден действующий (актуальный) для данного часа состав выбранного системным оператором генерирующего оборудования, что подтверждается системным оператором;

з) участником оптового рынка соблюдены параметры выбранного системным оператором генерирующего оборудования, что подтверждается в том числе отсутствием допущенных этим участником по собственной инициативе отклонений объемов фактического производства электрической энергии от плановых в соответствующей группе точек поставки на величину более 15 МВтч и величину, соответствующую выработке электрической энергии с использованием 5 процентов установленной мощности соответствующего генерирующего оборудования;

и) участником оптового рынка соблюдены требования к режиму выработки электрической энергии в ЕЭС России, что подтверждается отсутствием зарегистрированных системным оператором и подтвержденных в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка случаев неисполнения команд диспетчера системного оператора.

5.1.10 Определение обязательств по договорам оптового рынка производит коммерческий оператор, расчеты взаимных обязательств - специализированные коммерческие организации.

Расчеты обязательств по договорам производятся с использованием следующих видов цен:

- регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность);

- равновесные (нерегулируемые) цены (тарифы) на электрическую энергию, определяемые по результатам конкурентного отбора ценовых заявок за сутки до начала поставки электрической энергии;

- свободные (нерегулируемые) цены для балансирования системы, определяемым по результатам конкурентного отбора ценовых заявок за час до поставки электрической энергии в целях формирования сбалансированного режима производства и потребления электрической энергии;

- свободные (нерегулируемые) цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), определяемые по соглашению сторон в двусторонних договорах купли-продажи электрической энергии и (или) мощности;

- свободные (нерегулируемые) цены (тарифы) на электрическую энергию в объемах, соответствующих отклонениям, определяемые по соглашению сторон в двусторонних договорах купли-продажи отклонений;

- свободные (нерегулируемые) цены (тарифы) на мощность, определяемые путем конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков мощности в пределах объема спроса на мощность в соответствующий календарный год, проводимого системным оператором;

- цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности;

- регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) по договорам, заключаемых в целях компенсации потерь в сетях, а также в целях обеспечения совместной работы ЕЭС России и энергетических систем иностранных государств.

5.1.11 На розничных рынках количество поставляемой электроэнергии (мощности) по договору купли - продажи с гарантирующим поставщиком (энергоснабжающей организацией) определяется по фактическому объему поставки электроэнергии. Расчеты осуществляются по ценам в рамках предельных цен розничного рынка.

5.1.12 Основой расчетов на оптовом рынке является плановое почасовое производство электроэнергии (мощности), устанавливаемое для каждой ТЭС по результатам конкурентного отбора ценовых заявок за сутки вперед. Планируемые за сутки объемы поставки ТЭС, распределяются коммерческим оператором по системе договоров оптового рынка в соответствии с правилами оптового рынка и договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

5.1.13 Процесс определения объемов поставки электроэнергии применительно к каждой ТЭС и определения соответствующих им цен (тарифов) на элек-

троэнергию, состоит из нескольких этапов.

Первый этап. Прогнозный годовой баланс производства и потребления на оптовом и розничном рынке, утверждаемом ФСТ за год до поставки. По этим данным устанавливается годовой объем продаж по регулируемым ценам, с учетом его ежегодного снижения в соответствии с нормативами, устанавливаемыми Правительством РФ.

Коммерческий оператор распределяет прогнозный годовой объем продаж каждой ТЭС по регулируемым договорам и устанавливает для каждой группы точек поставки почасовой график поставки в течение срока действия регулируемого договора.

Второй этап. Конкурентный отбор ценовых заявок участников оптового рынка за сутки вперед, проводимый коммерческим оператором совместно с СО, в результате которого определяются плановые почасовые объемы поставки электроэнергии ТЭС и равновесные цены на электроэнергию (мощность) в каждой группе точек поставки.

Третий этап. Конкурентный отбор ценовых заявок участников оптового рынка за час вперед, проводимый СО, в результате которого определяются диспетчерский график поставки электроэнергии ТЭС и индикаторы цен диспетчерских объемов в каждой группе точек поставки.

Четвертый этап. Фактическое производство электроэнергии ТЭС, по результатам которого определяются часовые отклонения от диспетчерского графика и стоимость (цена) отклонений в зависимости от причины (внешняя или по инициативе участника рынка).

Пятый этап. Расчет средневзвешенной свободной (нерегулируемой) цены электроэнергии (мощности) на оптовом рынке в группах точек поставки, в которых участник оптового рынка (гарантийный поставщик, энергосбытовая организация) приобретает электрическую энергию на оптовом рынке для продажи на розничном рынке. Средневзвешенная цена является основой для установления предельных уровней нерегулируемых цен на розничном рынке в соответствую-

щих группах точек поставки.

5.1.14 Необходимым условием реальной поставки (продажи) электрической энергии ТЭС является включение ценовой заявки поставщика в плановое почасовое производство электроэнергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок за сутки вперед.

Для включения производимой электроэнергии ТЭС в плановый почасовой объем поставки поставщик должен обеспечить конкурентоспособную себестоимость и экономичность производства электроэнергии, высокую маневренность и надежность (готовность) генерирующего оборудования.

5.2 Качество и режимы отпуска электроэнергии

5.2.1 Качество отпуска электроэнергии генерирующим оборудованием ТЭС (энергоблоками, турбоагрегатами) характеризуется следующими показателями.

Частота электрического тока при нормальных режимах работы должна быть номинальной 50Гц с нормально допустимыми отклонениями в каждую сторону не более 0,05 Гц, с кратковременными отклонениями не более 0,2 Гц при регулировании средствами вторичного регулирования совместно с нормированным первичным регулированием частоты. При этом восстановление частоты до допустимых значений должно обеспечиваться за время не более 15 минут.

Мощность турбоагрегатов электростанций должна поддерживаться в соответствии с заданным графиком нагрузки в регулировочном диапазоне (в пределах от минимального до максимального почасовых значений мощности) при номинальной частоте (с допустимыми отклонениями частоты).

5.2.2 В аварийных условиях должна допускаться работа турбоагрегатов при следующих значениях частоты энергосистемы:

от 50,5 до 51,0 Гц – один раз продолжительностью не более 3 мин и не более 500 мин за весь срок эксплуатации;

от 49,0 до 48,0 Гц – один раз продолжительностью не более 5 мин и не более 750 мин за весь срок эксплуатации;

от 48,0 до 47,0 Гц – один раз продолжительностью не более 1 мин и не более 180 мин за весь срок эксплуатации;

от 47,0 до 46,0 Гц - один раз продолжительностью не более 10 с и не более 30 мин за весь срок эксплуатации.

5.2.3 Генерирующее оборудование ТЭС должно привлекаться к регулированию графика электрических нагрузок в соответствии с типом режима использования оборудования, указанном в технических условиях на конкретное оборудование. В технических условиях на вновь поставляемое оборудование в должен быть указан тип режима использования.

Типы режимов в зависимости от годового числа часов работы ($t_р$) и числа пусков в год:

базовый	$t_р$ свыше 6000 ч	до 25 пусков в год для энергоблоков мощностью 500 МВт и выше; до 50 пусков в год для энергоблоков мощностью менее 500 МВт;
полупиковый	$t_р$ от 2000 до 6000 ч	до 250 пусков в год;
пиковый	$t_р$ менее 2000 ч	до 300 пусков в год.

При продлении ресурса оборудования свыше паркового ресурса необходимо указывать допустимое число пусков-остановов.

Теплофикационные энергоблоки (турбоагрегаты), работающие с полным расходом циркуляционной воды через конденсатор, могут привлекаться к выполнению диспетчерского графика электрической нагрузки только с сохранением заданного количества отпуска тепла.

Теплофикационные энергоблоки (турбоагрегаты), работающие с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсатора, не должны привлекаться к использованию в переменной части графика нагрузки. В отдельных случаях допускается разгрузка указанных энергоблоков (турбоагрегатов) с переводом тепловой нагрузки на пиковые или резервные источники.

Наиболее экономичное оборудование (энергоблоки на сверхкритические и суперкритические параметры пара) должно использоваться в базовом режиме ра-

боты. В переменной части графика нагрузки энергосистем должно максимально использоваться малоэкономичное оборудование, более экономичное оборудование может использоваться лишь при исчерпании возможностей менее экономичного оборудования. В периоды ночного спада нагрузки наименее экономичные агрегаты должны обеспечивать низкий технический минимум и максимальную разгрузку агрегатов путем перевода турбин в моторный режим, котлов – в горячий резерв.

5.2.4 Для регулирования технологического режима работы энергосистем в нормальных и аварийных условиях на ТЭС должно осуществляться непрерывное регулирование текущего режима работы по частоте и перетокам активной мощности в соответствии с техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка требованиями [8], порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям [9] и СТО 17330282.29.240.002, СТО 59012820.27.100.002, СТО 17330282.29.240.001.

5.2.5 ТЭС должны обеспечивать участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ) в соответствии со СТО 17330282.29.240.002. Исключение составляет генерирующее оборудование, не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ, зарегистрированное СО в соответствии с установленным порядком (например, турбины типа Р, ПР, теплофикационные турбины, работающие в теплофикационном режиме в отопительный период).

Общее первичное регулирование частоты осуществляется путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов. При этом степень неравномерности регулирования частоты вращения ротора турбины при номинальных параметрах пара должна составлять от 4% до 5%, а зона (степень) нечувствительности по частоте вращения - не более 0,3% и должна обеспечиваться совокупностью всего энергетического оборудования и систем регулирования энергоблока,

электростанции.

Энергоблоки (конденсационные турбины мощностью свыше 50 МВт) при установившемся режиме или плановом изменении нагрузки в регулировочном диапазоне должны допускать неограниченное число отклонений мощности от графика на ±7% номинальной со скоростью 4% номинальной мощности в минуту при любом виде воздействия.

5.2.6 Специально выделенные ТЭС (регулирующие ТЭС) должны обеспечивать участие в нормированном первичном, вторичном и третичном регулировании частоты электрического тока и перетоков мощности.

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности представляет собой изменение мощности путем подачи соответствующих диспетчерских команд либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности). Вторичное регулирование осуществляется с учетом зависимости электроэнергетического режима энергосистемы от изменения частоты электрического тока (с частотной коррекцией).

Третичное регулирование должно осуществляться для восстановления израсходованных вторичных резервов и последующей оперативной коррекции диспетчерских графиков.

На регулирующих электростанциях должны поддерживаться резервы мощности, достаточные для компенсации возникших отклонениях в балансах мощности при аварийных отключениях энергоблоков или частей энергосистемы, а также при отклонении объема производства и потребления электрической энергии от диспетчерских графиков. Величину и места размещения первичных, вторичных и третичных резервов мощности определяют диспетчерские центры в пределах своих операционных зон.

5.2.7 При регулирования напряжения в энергосистемах должно быть обеспечено соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций (в соответствии с эксплутационными характеристиками, установленными изготовителями).

Для распределительных сетей, присоединенных к шинам ТЭС, качество электроэнергии в точках присоединения должно соответствовать ГОСТ 13109.

5.2.8 Участие ТЭС в регулировании активной и реактивной мощности, в общем первичном регулировании частоты тока, поддержание и предоставление аварийных резервов мощности в соответствии с «Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг» не относятся к платным услугам по обеспечению системной надежности.

5.2.8.1 Участие ТЭС в регулировании частоты тока требует поддержание соответствующих резервов мощности на загрузку и разгрузку (диапазонов регулирования) и соответственно приводит к снижению значения КПД энергоблоков от 1% до 3 % относительно номинальных значений.

Участие в аварийном регулировании частоты тока и разгрузка блока ниже технологического минимума (т.е. до технического минимума с изменением состава оборудования) должны рассматриваться как системные услуги и оплачиваться по отдельным договорам, заключаемым между системным оператором и поставщиком электроэнергии.

5.2.8.2 Использование высокоэкономичного оборудования в переменной части суточных графиков нагрузки, увеличение регулировочных возможностей оборудования (разгрузка теплофикационных турбоагрегатов по тепловой нагрузке, отключение ПВД, отключение корпусов котлов) со значительными отклонениями от оптимальных экономичных режимов приводит к перерасходу топлива, снижению надежности (уменьшению готовности к несению нагрузки) и соответственно к повышению эксплуатационных затрат и себестоимости отпускаемой электроэнергии.

5.2.8.3 Работа блоков в режимах с частыми пусками-остановами приводит к сокращению ресурса оборудования, уменьшению межремонтного периода, увеличению ремонтных затрат и сокращению срока службы оборудования.

Превышение фактического числа остановов генерирующего оборудования в

год по распоряжению СО свыше значений, указанных в п. 5.2.3, а также использование оборудования по распоряжению СО с отклонениями (в сторону ухудшения) от параметров, указанных в п. 5.3.4, должно относиться к системным услугам. и оплачиваться по отдельным договорам.

5.2.9 В соответствии с «Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг» организация отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оплата услуг осуществляются системным оператором.

Цена услуг по обеспечению системной надежности определяется по результатам конкурентного отбора ценовых заявок субъектов энергетики, либо по тарифу, установленному федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, в случае, если обязанность по оказанию этих услуг была возложена на субъект электроэнергетики.

5.2.10 При определении платы за услуги по обеспечению системной надежности следует учитывать:

- затраты на модернизацию (установку) оборудования в целях приведения его в соответствие с условиями конкурентного отбора;
- повышение эксплуатационных затраты из-за переменных режимов работы и затрат на содержание специального оборудования и систем управления;
- упущенной выгоды от неполной загрузки генерирующего оборудования;
- прочих затрат, в том числе на подготовку персонала.

5.3 Требования к генерирующему оборудованию

5.3.1 Энергоблоки и основное оборудование ТЭС (турбоагрегаты, котельные установки) по своим техническим характеристикам и условиям эксплуатации должны соответствовать стандартам: ГОСТ 27625, ГОСТ 28269, ГОСТ 25365, ГОСТ 24277, ГОСТ 28969, ГОСТ 24278, ГОСТ 533, СТО 70238424.27.100.008, СТО 70238424.27.100.026, СТО 70238424.27.040.004, СТО 70238424. 27.040.007, СТО 70238424.27.060.005, СТО 70238424.29.160.20.006, СО 153-34.20.501-2003, а

также техническим условиям заводов-поставщиков оборудования.

На каждой ТЭС должны рассчитываться экономические показатели отпуска электрической и тепловой энергии:

- себестоимость отпускаемой электрической (тепловой энергии);

- расход электроэнергии на собственные нужды;

- удельный расход условного топлива на отпуск электрической (тепловой энергии);

- топливная составляющая себестоимости электроэнергии.

Нормативные значения экономических показателей ТЭС должны определяться при испытаниях оборудования при нагрузках 105%, 100%, 70 % номинальной мощности и нагрузке, соответствующей нижнему пределу регулировочного диапазона и техническому минимуму нагрузки.

При эксплуатации оборудования должен быть обеспечен наиболее экономичный режим энергосистемы, установленный на основе распределения переменной части суточного графика нагрузки между ТЭС и генерирующим оборудованием различной экономичности по критерию минимизации суточного расхода топлива в энергосистеме.

5.3.2 Для обеспечения участия в регулировании мощности генерирующее оборудование (энергоблоки, турбоагрегаты, котельные установки) должно обеспечивать изменения нагрузки в регулировочном диапазоне и при необходимости до технического минимума, остановы в резерв и режимы пуска из различных тепловых состояний.

Нижний предел регулировочного диапазона (технологический минимум) должен быть установлен исходя из условия сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала.

Технический минимум нагрузки, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автомати-

ческих регуляторов, устанавливается по условиям сохранения работоспособности оборудования.

5.3.3 Нижний предел регулировочного диапазона нагрузок оборудования и энергоблоков должен составлять, не менее:

- 30 % номинальной – для котельных установок с газомазутными котлами;

- 60 % номинальной – для котельных установок с пылеугольными котлами при сухом удалении шлака (без подсветки факела);

- 70 % номинальной – для котельных установок с пылеугольными котлами при жидком удалении шлака (без подсветки факела).

Для конкретного вида генерирующего оборудования нижний предел регулировочного диапазона (технологический минимум) должен быть установлен в технических условиях. Для оборудования, находящегося в эксплуатации, технологический минимум определяется индивидуально для каждой единицы генерирующего оборудования по фактическому состоянию. При отклонении от стандартного для данного типа оборудования значения технологического минимума должен быть составлен перечень мероприятий, после выполнения которых обеспечивается достижение стандартного значения технологического минимума.

5.3.4 При заказе генерирующего оборудования (или продлении его ресурса) в технических требованиях, в технической документации (технических условиях) на конкретный вид оборудования, должны быть указаны тип режима использования (базовый, полупиковый и пиковый) и показатели режима использования оборудования, характеризуемыми следующими показателями маневренности:

- общее число циклов (пусков-остановов) за срок службы;

- число пусков-остановов из различных тепловых состояний;

- длительность пусков-остановов из различных тепловых состояний;

- нижний предел регулировочного диапазона;

- максимальная и минимальная мощность, в т.ч. с изменением состава оборудования (например, с отключением ПВД);

- допустимая скорость изменения нагрузки в регулировочном диапазоне.

В технической (проектной) документации должны быть приведены соответствующие обоснования маневренных характеристик оборудования с расчетами термонапряженного состояния оборудования, маневренными характеристиками вспомогательного оборудования и степенью его автоматизации.

Для использования оборудования в режимах, не предусмотренных в технических условиях, требуется получить разрешение завода-изготовителя.

5.3.5 ТЭС должна быть оснащена системой управления технологическими процессами, ТЭС с энергоблоками – автоматизированной системой АСУ ТП ТЭС в соответствии со СТО 70238424.27.100.010, СТО 70238424.27.100.038.

Системы управления технологическими процессами, в том числе АСУ ТП, должны обеспечивать:

- контроль за состоянием энергетического оборудования;
- автоматическое регулирование технологических параметров;
- автоматическую защиту технологического оборудования;
- автоматическое управление оборудованием по заданным алгоритмам (логическое управление);
- технологическую и аварийную сигнализацию;
- дистанционное управление регулирующей и запорной арматурой.

5.3.6 Управление технологическими режимами работы ТЭС, разработка суточных графиков нагрузки, согласование вывода (ввода) энергооборудования ТЭС в ремонт (после ремонта) осуществляется СО в рамках услуг СО в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг.

5.3.7 Владельцы ТЭС должны обеспечить выполнение требований к системе обмена технологической оперативной информации с системным оператором в соответствии с регламентами допуска к торговой системе оптового рынка [3] и оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России [10].

5.4 Надежность поставки электрической энергии

5.4.1 Надежность поставки электрической энергии от ТЭС определяется надежностью генерирующего оборудования.

Энергоблоки и основное оборудование ТЭС (турбоустановки, котельные установки, турбогенераторы) по надежности должны соответствовать требованиям соответствующих стандартов и технических условий.

5.4.2 Требования к надежности в договорах могут быть установлены в виде допускаемого числа и продолжительности перерывов в поставке электрической энергии из-за отказов оборудования ТЭС или в виде комплексного показателя надежности в соответствии с ГОСТ 27.002 - коэффициента готовности Кг.

Коэффициент готовности энергоблоков должен быть не менее Кг=0,98.

5.5 Контроль и учет электрической энергии

5.5.1 Контроль и учет электрической энергии должен обеспечивать получение достоверной информации для оперативно-технологического и коммерческого управления режимами работы ТЭС, проведения финансовых расчетов между субъектами рынков, определения всех составляющих баланса электроэнергии ТЭС (выработка, отпуск с шин, потери и т.д.), себестоимости и экономичности производства электроэнергии.

Коммерческий учет должен обеспечивать получение для каждой ТЭС данных по выработке, отпуску, потреблению на собственные, производственные и хозяйственные нужды электроэнергии и сальдо перетоков смежных субъектов рынка в зависимости от классов напряжения:

- высокое (ВН) -110 кВ и выше;
- среднее (СН) - от 35 до 1 кВ;
- низкое (НН) - 0,4 кВ и ниже.

Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС - потребление электроэнергии, обеспечивающее необходимые условия функционирования электростанций. В расходе на собственные нужды учитываются потери электроэнергии в

станционной электросети в границах балансовой принадлежности электростанции.

Расход электроэнергии на хозяйственные нужды ТЭС - потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимися на балансе электростанции, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства электрической энергии.

Данные учета используются также контролирующими органами для подтверждения соответствия фактических показателей по отпуску электроэнергии требованиям соответствующих нормативных документов.

5.5.2. В целях обеспечения эффективности технологического и коммерческого учета электроэнергии должны применяться автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУ), требования к которым приведены в регламенте коммерческого учета электроэнергии и мощности [11].

5.5.3 Для учета электроэнергии должны использоваться средства измерений, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений.

5.5.4 Государственный метрологический контроль и надзор за средствами измерений, применяемыми при проведении учета электроэнергии, осуществляется Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии и аккредитованными им метрологическими службами на основе действующей нормативной документации.

5.5.5 Учет электрической энергии электростанциями, поставляющими электроэнергию на оптовый рынок, производится в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, на розничный рынок

- в соответствии с Правилами функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики.

5.5.6 Для контроля достоверности учета электроэнергии на электростанции назначается комиссия, которая ежемесячно составляет баланс и оформляет акт выработки и отпуска электроэнергии по показаниям счетчиков на 24-00 ч местного времени последних суток отчетного месяца, снятым персоналом электростанции.

Состав комиссии утверждается приказом. Порядок ее назначения определяется местной инструкцией.

В баланс должны включаться следующие сведения:

- выработка электроэнергии генераторами;
- поступление электроэнергии от других собственников;
- расход электроэнергии на собственные нужды;
- расход электроэнергии на хозяйственные нужды;
- расход электроэнергии на производственные нужды;
- отпуск электроэнергии с шин электростанции потребителю по классам напряжений;
- отпуск электроэнергии с шин электростанции в сети других собственников;
- потери электроэнергии и станционной электросети.

Все составляющие баланса электроэнергии, за исключением потерь электроэнергии в станционной электросети, следует принимать на основании измерений с помощью счетчиков коммерческого и технического учета.

6 Общие требования и условия поставки тепловой энергии

6.1 Организационные формы поставки тепловой энергии и теплоносителей

6.1.1 Тепловые электрические станции осуществляют отпуск тепловой энергии, содержащейся в теплоносителях: горячей воде и паре (далее, отпуск тепло-

вой энергии и теплоносителей). Отпуск тепловой энергии и теплоносителей от коллекторов электростанции производится в системы централизованного теплоснабжения города (городского района, населенного пункта) или непосредственно потребителям по присоединенным теплосетям.

6.1.2 Тепловая энергия, отпускается с коллекторов ТЭС с горячей водой в водяные системы теплоснабжения, как правило, по двухтрубным водяным магистралям для использования ее на отопление и вентиляцию (кондиционирование воздуха), горячее водоснабжение и технологические нужды промышленных предприятий. В отдельных случаях применяются одно- и трехтрубные тепломагистрали. Распределение по видам тепловой нагрузки производится в центральных и индивидуальных тепловых пунктах.

Водяные системы теплоснабжения разделяются на открытые, в которых сетевая вода отбирается на цели горячего водоснабжения, и закрытые - без отбора горячей воды.

Отпуск пара в паровые системы теплоснабжения для использования на технологические нужды промышленных предприятий производится по двухтрубным магистралям (с возвратом конденсата) или однотрубным (без возврата конденсата).

Тепловые сети собственных нужд ТЭС присоединяются к общим коллекторам через центральный тепловой пункт. В собственных нуждах учитываются технологические нужды ТЭС, а также потери тепловой энергии в тепловых сетях ТЭС. Хозяйственные нужды учитываются в отпуске тепловой энергии и теплоносителей ТЭС отдельно.

6.1.3 Поставка тепловой энергии и теплоносителей может производиться по договору купли-продажи (поставки) или договору энергоснабжения (теплоснабжения).

6.1.4 Договор купли-продажи (поставки) заключается поставщиком (владельцем ТЭС) с теплоснабжающей организацией, которая приобретает тепловую энергию (теплоносители) для последующей продажи, или с конечным потребите-

лем, в случае если принадлежащие ему тепловые сети присоединены к выводному коллектору ТЭС или с потребителем, тепловые сети которого не присоединены к ТЭС в случае если потребитель заключил отдельный договор на оказание услуг по передаче тепловой энергии (теплоносителей) с владельцем сетей.

По договору купли-продажи (поставки) поставщик обязуется отпустить (поставить), а покупатель оплатить полученную тепловую энергию (теплоноситель).

6.1.5 Договор энергоснабжения (теплоснабжения) заключается между поставщиком и потребителем (конечным потребителем или теплоснабжающей организацией).

В соответствии с договором энергоснабжения (теплоснабжения) поставщик обеспечивает отпуск тепловой энергии (теплоносителей) и передачу ее по принадлежащим ему тепловым сетям или обязуется урегулировать отношения с организацией-владельцем тепловых сетей, к которым присоединен потребитель, путем заключения договора об оказании услуг по передаче тепловой энергии (теплоносителей) и иных услуг, являющихся неотъемлемой частью процесса передачи и распределения энергии, которые определены Федеральным законом от 14.04.1995г. № 41-ФЗ. Покупатель обязуется оплатить приобретаемую тепловую энергию и оказанные услуги.

Основные требования к содержанию договора об оказании услуг по передаче тепловой энергии приведены в СТО 70238424.27.010.005.

6.1.6 В соответствии с Основами ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации производство тепловой энергии, поставляемой на розничный рынок, и услуги по передаче (транспорту) тепловой энергии относятся к регулируемым видам деятельности, в рамках которых расчеты осуществляются по регулируемым тарифам (ценам). Производство добавочной сетевой и питательной воды для возмещения объемов невозвращенных теплоносителей не отнесено к регулируемым видам деятельности.

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую с коллекторов ТЭС, и на услуги по передаче тепловой энергии (теплоносителей) устанавливаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми ФСТ.

В соответствии с Основами ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации тепловые электростанции должны вести раздельный учет по регулируемой и нерегулируемой деятельности. В рамках регулируемой деятельности должен производиться раздельный учет по производству тепловой и электрической энергии, по производству тепловой энергии и по оказанию услуг по ее передаче, а также расходов по производству тепловой энергии и по восполнению невозвращенных теплоносителей.

Разделение расходов по производству тепловой и электрической энергии на ТЭС должно производиться в соответствии с учетной политикой владельца ТЭС. При этом КПД по отпуску тепловой энергии не должен превышать 100%.

6.1.7 В договоре, заключаемым владельцем ТЭС с покупателем (потребителем), указывается количество и качество тепловой энергии и теплоносителей, отпускаемой и возвращаемых потребителем с каждым видом теплоносителей:

- горячая вода;
- отборный пар давлением:
  от 1,2 до 2,5 кг/см^2;
  от 2,5 до 7,0 кг/см^2;
  от 7,0 до 13,0 кг/см^2;
  свыше 13,0 кг/см^2;
- острый и редуцированный пар.

6.1.8 В соответствии со статьей 2 Федерального закона от 14.04.1995г. № 41-ФЗ оплата потребителем полученной тепловой энергии производится за фактически принятое количество в соответствии с данными учета тепловой энер-

гии, если иное не предусмотрено федеральным законом или иными правовыми актами и соглашениями сторон.

Тепловая энергия оплачивается по регулируемым ценам (тарифам). Теплоноситель, используемый для восполнения потерь в сетях потребителя и заполнения систем теплопотребления, конденсат пара, расходуемого на технологические нужды, оплачиваются по свободным ценам, устанавливаемым в договоре по соглашению сторон.

6.2 Содержание договора купли-продажи (поставки) тепловой энергии и теплоносителей

Договор должен содержать следующие существенные условия:

- виды теплоносителей и их параметры;
- количество тепловой энергии и расходы теплоносителей;
- режим отпуска тепловой энергии и теплоносителей;
- показатели качества теплоносителей;
- требования к возвращаемым теплоносителям;
- порядок коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей;
- условия ограничения отпуска тепловой энергии и теплоносителей;

В договоре также должны быть указаны:

- порядок финансовых расчетов между сторонами;
- ответственность сторон;
- порядок осуществления диспетчерского управления;
- срок действия договора и порядок его пролонгации.

Ответственность и условия по заключаемым договорам устанавливаются по границе балансовой (эксплуатационной) принадлежности между сторонами. Акт разграничения балансовой принадлежности является неотъемлемой частью договора.

6.3 Показатели количества и качества тепловой энергии и теплоносителей

6.3.1 В договоре указываются количество тепловой энергии и теплоносителей по видам теплоносителей и тепловых нагрузок:

- расчетные (максимальные) часовые тепловые нагрузки отопления и вентиляции, определяемые для каждого месяца при расчетной температуре наружного воздуха в соответствии со строительными нормами и правилами [12];

- максимальные и среднечасовые тепловые нагрузки горячего водоснабжения;

- максимальные и среднечасовые тепловые нагрузки паровых систем теплопотребления;

- максимальные и среднечасовые величины потребления сетевой воды на нужды бытового и технологического горячего водоснабжения;

- максимальные часовые расходы пара и горячей воды;

- минимальный расход пара.

6.3.2 Параметры отпускаемых теплоносителей на выводах ТЭС определяются:

6.3.2.1 для паровых магистралей:

- при получении пара непосредственно от котлов — по номинальным значениям давления и температуры пара на выходе из котлов;

- при получении пара из регулируемых отборов или противодавления турбин – по давлению и температуре пара, принятым на выводах от ТЭС в данную систему паропроводов;

- при получении пара после редукционно-охладительных, редукционных или охладительных установок (РОУ, РУ, ОУ) – по давлению и температуре пара после установки;

6.3.2.2 для подающего и обратного трубопроводов водяных тепловых сетей:

- давление – по наибольшему давлению в подающем трубопроводе за ТЭС при работе сетевых насосов с учетом рельефа местности (без учета потерь давления в сетях), но не менее 1,0 МПа, а для тепловых сетей от ТЭС с расчетной тепловой мощностью 1000 МВт и более – не менее 1,7 МПа для труб диаметром более 500 мм;

- температура – по температуре в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха.

6.3.3 Отклонения от заданного режима за задвижками электростанции должны быть не более:

- по температуре отпускаемой сетевой воды ±3%;

- по давлению в подающих трубопроводах ±5%;

- по давлению в обратных трубопроводах ±0,2 кгс/см^2 .

Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не должна превышать заданную температурным графиком более чем на 3%.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах электростанции должны быть не более ±5% заданных параметров.

Максимальные среднечасовые расходы сетевой воды в подающих трубопроводах и разность расходов сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах не должны превышать установленных в договорах значений.

6.3.4 Режим отпуска тепловой энергии характеризуется среднечасовыми расходами теплоносителей в подающих и обратных трубопроводах и параметрами теплоносителей.

Режим отпуска тепловой энергии с сетевой водой определяется графиком температуры сетевой воды в подающих трубопроводах в диапазоне изменения этой температуры по графику качественного регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха, а также графиком изменения разности давлений в подающих и обратных трубопроводах. В случае снижения температуры наружного воздуха ниже расчетной температуры, принятой для систем отопления, тем-

пература сетевой воды должна поддерживаться на уровне ее значения для расчетной температуры наружного воздуха.

В договоре указывается длительность отопительного и летнего периодов. Начало и конец отопительного периода принимается при среднесуточной температуре наружного воздуха соответственно ниже и выше +8° С. Длительность периода горячего водоснабжения устанавливается органом местного самоуправления с учетом продолжительности ремонта тепловых сетей, которая не должна превышать 21 день.

Режим отпуска пара устанавливаются в соответствии с суточными режимами работы промышленных предприятий, обеспечиваемых отпускаемым паром. При отпуске пара нескольким предприятиям максимальный часовой расход пара устанавливается с учетом несовпадения максимальных часовых расходов пара отдельных предприятий.

6.3.5 Качество тепловой энергии характеризуется показателями расхода и параметрами теплоносителей, указанными в п.п. 6.3.1-6.3.3, в соответствии с режимом отпуска теплоносителей согласно п.6.3.4.

6.3.6 Показатели качества теплоносителей

Показатели качества сетевой воды – физико-химические показатели, установленные отраслевыми нормативными документами, для открытых систем теплоснабжения - показатели, соответствующие действующим нормам по питьевой воде.

В открытых системах теплоснабжения к показателям качества также относится минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на границе эксплуатационной ответственности.

Показатели качества пара - физико-химические показатели, установленные отраслевыми нормативными документами. При необходимости может быть установлена величина предельной влажности пара.

6.3.7 Требования к возвращаемым теплоносителям

6.3.7.1 Количество возвращаемой на ТЭС сетевой воды устанавливается в договоре с учетом расходов на горячее водоснабжение и технологические нужды и нормированных потерь в сетях и теплопотребляющих установках потребителей.

Нормированные потери (утечки) сетевой воды в тепловых водяных сетях определяются в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

Количество возвращаемого конденсата устанавливается в договоре по согласованию сторон, в зависимости от расхода пара на технологические нужды в относительных единицах по отношению к количеству поставляемого пара в виде показателя – процент (доля) возврата конденсата.

6.3.7.2 Показатели качества возвращаемого конденсата должны соответствовать отраслевым нормативным документам. Если качество конденсата не соответствует нормам, и он не может быть использован на ТЭС, то считается, что конденсат не возвращен. Если на ТЭС имеется возможность приема загрязненного конденсата, то должна быть предусмотрена его очистка до достижения норм.

В соответствии со строительными нормами и правилами [13] температура возвращаемого конденсата для открытых систем теплоснабжения принимается не менее 95°С, для закрытых – не нормируется. Возврат конденсата с температурой ниже 95°С для открытых систем допускается при соответствующем обосновании.

Показатели качества возвращаемой сетевой воды должны соответствовать нормам, установленным отраслевыми нормативными документами.

6.3.8 Количество тепловой энергии и теплоносителей по видам теплоносителей и тепловых нагрузок, подлежащее оплате, устанавливается в договоре для каждого месяца и суммарно за год. Расчеты проводятся за фактически потребленную тепловую энергию и невозвращенный теплоноситель.

Оплата за тепловую энергию, отпущенную в виде горячей воды и пара, производится по регулируемым тарифам за весь объем потребленной тепловой энергии, исходя из полного возврата сетевой воды и конденсата.

Оплата количества невозвращенной сетевой воды в открытых и закрытых системах горячего водоснабжения и конденсата производится по ценам, устанав-

ливаемым по соглашению сторон, с учетом стоимости подготовки подпиточной воды и очистки конденсата.

Количество подлежащих оплате объемов потребленной тепловой энергии и невозвращенных теплоносителей определяется по данным коммерческого узла учета.

6.3.9 Оплата за услуги по передаче тепловой энергии согласно договору теплоснабжения представляет собой сумму плат за содержание тепловых сетей и за потери тепловой энергии. Для водяных и для паровых тепловых сетей тарифные ставки за содержание сетей и тарифные ставки за компенсацию потерь тепловой энергии устанавливаются отдельно. Потери тепловой энергии включают потери со сверхнормативными потерями теплоносителя и потери через тепловую изоляцию, определяемыми в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

6.3.10 В случае неоплаты тепловой энергии и теплоносителей в течение двух расчетных периодов в одностороннем порядке может быть прекращена полностью или частично подача теплоносителей с предупреждением не менее чем за сутки до введения ограничения (прекращения) отпуска тепловой энергии.

При превышении объема потребления, определенного договором, поставка теплоносителей снижается до договорного объема.

6.4 Надежность поставки тепловой энергии и теплоносителей

6.4.1 Надежность поставки тепловой энергии (теплоносителей) в пределах договора купли-продажи (поставки) определяется надежностью генерирующего оборудования и теплофикационной установки ТЭС, включая водогрейные котлы. В пределах договора теплоснабжения дополнительно учитывается надежность транспорта тепловой энергии (теплоносителей) по тепловым сетям, принадлежащих поставщику или владельцу, с которым заключен договор на услуги по передаче тепловой энергии.

Требования к надежности могут быть установлены в виде допускаемого

числа и продолжительности перерывов в поставке тепловой энергии по каждому виду теплоносителей из-за отказов оборудования ТЭС или в виде комплексного показателя надежности в соответствии с ГОСТ 27.002 - коэффициента готовности Кг.

Коэффициент готовности поставки тепловой энергии с каждым видом теплоносителя в течение года должен быть не менее Кг=0,96, для отопительного периода – не менее Кг=0,98.

В случае невыполнения требований к надежности поставки тепловой энергии (теплоносителей) в договоре должно быть предусмотрено возмещение потребителю убытков из-за перерывов в теплоснабжении.

6.4.2 Обеспечение надежной и безопасной работы оборудования ТЭС, отпускающих тепловую энергию (теплоносители) должно осуществляться выполнением требований, которые установлены в нормативных документах [13, 14].

Меры, направленные на обеспечение надежности и безопасности теплоснабжения от ТЭС:

- резервирование, предусматриваемое в тепловой схеме станции с переключением питания на другой источник теплоты (например, РОУ вместо отборного пара);

- резервирование оборудования теплофикационной установки (установка резервных сетевых, конденсатных и подпиточных насосов);

- электроснабжение сетевых и подпиточных насосов из двух независимых источников;

- соответствие характеристик оборудования ТЭС тепловым и гидравлическим характеристикам присоединенных тепловых сетей и потребителей;

- постоянная готовность устройств автоматического включения резерва;

- секционирование по сетевой воде схемы теплофикационных установок;

- предусматриваемое в схемах сетевых трубопроводов обеспечение возможности локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования электростанций в случае повреждения трубопроводов.

6.4.3 Для обеспечения надежной и безопасной работы систем теплоснабжения должны выполняться следующие основные требования к теплофикационной установке электростанции.

6.4.3.1 Давление воды в подающих трубопроводах водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно обеспечивать невскипание воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, оборудовании ТЭС и потребителей.

6.4.3.2 Давление воды в обратных трубопроводах водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть избыточным (не менее 0,05МПа), не превышать допускаемого давления в системах потребителей и обеспечивать заполнение местных систем.

Давление воды в обратных трубопроводах водяных тепловых сетей открытых систем теплоснабжения в неотопительный период следует принимать не менее чем на 0,05 МПа больше статического давления систем горячего водоснабжения потребителей.

6.4.3.3 Для закрытых систем теплоснабжения мощностью 100 МВт и более следует предусматривать установку на ТЭС баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды емкостью 3% объема воды в системе теплоснабжения.

6.4.3.4 Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

6.4.3.5 Подпиточные и сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. Должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления.

6.4.3.6 На основе данных испытаний должны быть установлены потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании

теплофикационной установки при расчетном расходе сетевой воды.

6.4.3.7 При работе сетевых подогревателей должен быть обеспечен контроль за:

- уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня;
- отводом неконденсирующихся газов из парового пространства;
- температурным напором;
- нагревом сетевой воды;
- гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.

Трубная система теплообменных аппаратов должна периодически очищаться по мере загрязнения, но не реже одного раза в год (перед отопительным сезоном).

6.5 Контроль и учет тепловой энергии и теплоносителей

6.5.1 Электростанция должна обеспечить учет отпускаемой тепловой энергии, количества и параметров теплоносителей путем оборудования узлов учета в соответствии с правилами учета тепловой энергии и теплоносителя [15].

Узлы учета поставляемой тепловой энергии оборудуются на каждом выводе трубопроводов у границы раздела балансовой принадлежности в местах, максимально приближенных к головным задвижкам.

Не допускается организация отборов теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды ТЭС после узла учета тепловой энергии, отпускаемой в системы теплоснабжения потребителей.

Приборы учета, устанавливаемые на обратных трубопроводах магистралей, должны размещаться до места присоединения подпиточного трубопровода.

6.5.2 Коммерческий учет тепловой энергии и теплоносителей производится по приборам учета и контроля параметров теплоносителя, установленных у потребителя и допущенных в эксплуатацию в качестве коммерческих в соответствии с требованиями отраслевых нормативных документов.

Узлы учета ТЭС используются для контроля поставщиком параметров теп-

лоносителей и режима потребления тепловой энергии потребителем.

В отдельных случаях по взаимному согласию сторон допускается ведение учета потребляемой тепловой энергии по приборам учета, установленным на узле учета электростанции.

6.5.3 На каждом узле учета ТЭС с помощью приборов должны определяться следующие величины:

- время работы приборов узла учета;

- отпущенная тепловая энергия;

- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного и полученного источником теплоты соответственно по подающему и обратному трубопроводам;

- масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку системы теплоснабжения;

- тепловая энергия, отпущенная за каждый час;

- масса (или объем) теплоносителя, отпущенного источником теплоты по подающему трубопроводу и полученного по обратному трубопроводу за каждый час;

- масса (или объем) теплоносителя, расходуемого на подпитку систем теплоснабжения за каждый час;

- среднечасовые и среднесуточные значения температур теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки;

- среднечасовые значения давлений теплоносителя в подающем, обратном и трубопроводе холодной воды, используемой для подпитки.

Среднечасовые и среднесуточные значения параметров теплоносителя определяются на основании показаний приборов, регистрирующих параметры теплоносителя.

Основные требования к метрологическим характеристикам средств измерений, применяемых на узлах учета должны соответствовать действующим правилам учета тепловой энергии и теплоносителей [15].

6.5.4 Определение количества тепловой энергии, количества и параметров теплоносителей, отпущенных в водяные и паровые системы теплоснабжения и возвращенных на ТЭС, и оформление результатов измерения, производится в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

6.5.5 Узел учета тепловой энергии оборудуется средствами измерения (теплосчетчиками, водосчетчиками, тепловычислителями, счетчиками пара, приборами, регистрирующими параметры теплоносителя, и др.), зарегистрированными в Государственном реестре средств измерений и имеющими сертификат Ростехнадзора.

Основные требования к метрологическим характеристикам средств измерений, применяемых на узлах учета должны соответствовать действующим правилам учета тепловой энергии и теплоносителей [15].

6.5.6 Узел учета источника теплоты эксплуатируется персоналом ТЭС.

Перед каждым отопительным сезоном осуществляется проверка готовности узлов учета тепловой энергии к эксплуатации, о чем составляется соответствующий акт.

6.6 Взаимодействие с диспетчерскими службами

6.6.1 На каждой ТЭС (ТЭЦ), независимо от формы собственности должно быть организовано круглосуточное оперативное управление, осуществляющее ведение требуемого режима работы, производство переключений, локализацию аварий, подготовку к проведению ремонтных работ.

График тепловой нагрузки для каждой ТЭС (ТЭЦ) должен быть составлен диспетчерской службой тепловой сети и утвержден главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) тепловой сети.

6.6.2 В договоре должны быть определены организации, которые осуществляют деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению режимами отпуска тепловой энергии (теплоносителей), а также порядок взаимодействия между электростанцией, территориальным подразделением системного оператора, диспетчером теплосети при нормальных и аварийных режимах работы систем

теплоснабжения.

6.6.3 Диспетчер тепловой сети контролирует параметры, которые определяются режимами работы тепловой сети и систем теплопотребления: температуру сетевой воды в обратных трубопроводах, расход сетевой воды в подающих трубопроводах, разность расходов в подающем и обратном трубопроводах.

При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах, температуры сетевой воды в обратных трубопроводах диспетчер тепловой сети должен принять меры к восстановлению установленных значений.

6.6.4 При изменении нагрузки электростанций, работающих в теплофикационном режиме, территориальное подразделение системного оператора в пределах закрепленной за ним операционной зоны имеет право изменить не более чем на 3 часа график тепловой сети. Понижение температуры сетевой воды допускается не более, чем на 10°С по сравнению с ее значением в утвержденном графике. При наличии среди потребителей промышленных предприятий с технологической нагрузкой или тепличных хозяйств значение понижения температуры должно быть согласовано с ними.

6.6.5 О вынужденных отклонениях от графика оперативный персонал электростанции должен немедленно сообщать в территориальное подразделение системного оператора и диспетчеру тепловой сети.

6.6.6 Руководство ликвидацией технологических нарушений в тепловых сетях должно осуществляться диспетчером тепловых сетей. Его указания являются также обязательными для оперативного персонала ТЭС. Ликвидацией технологических нарушений на электростанции должен руководить начальник смены станции.

6.6.7 В договоре должны быть указаны нагрузки, которые включены в графики ограничения абонентов систем теплоснабжения и аварийной и технологической брони, утверждаемые органом местного самоуправления города или населенного пункта.

Библиография

[1] Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка, стандартная форма которого утверждена решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006 г. № 96 в редакции с изменениями от 3 сентября 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «АТС» № 22/2010.

[2] Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, утвержденное решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006 г. № 96, в редакции с изменениями от 24 сентября 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «АТС» № 24/2010.

[3] Регламент допуска к торговой системе оптового рынка, утвержденный решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006г. № 96, в редакции с изменениями от 30 июля 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 19/2010. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

[4] Регламент аттестации генерирующего оборудования, утвержденный решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 27 июня 2008 г. № 15, в редакции с изменениями от 24 сентября 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «АТС» № 24/2010. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

[5] Регламент определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии, утвержденный решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006г. № 96, в редакции с изменениями от 30 июля 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 19/2010. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

[6] Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка, утвержденный решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006г. № 96, в редакции с изменениями от 26 марта 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 07/2010. Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

[7] Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка, утвержденный решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006г. № 96, в редакции с изменениями от 26 февраля 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 02/2010. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

[8] Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. Утверждены Первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» 22.04.2009.

[9] Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям. Утверждены заместителем Председателя Правления ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» 30.08.2006.

[10] Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России, утвержденный решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006г. № 96, в редакции с изменениями от 24 сентября 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 24/2010. Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

[11] Регламент коммерческого учета электроэнергии и мощности, утвержденный решением Наблюдательного совета НП «АТС» от 14 июля 2006г. № 96, в редакции с изменениями от 21 сентября 2010 г., утверждёнными решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 23-III/2010. Приложение № 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

[12] СНиП 23-01-99* Строительная климатология. Утверждены постановлением Госстроя России от 11.06.99 г. № 45

[13] СНиП 41-02-2003 Тепловые сети. Утверждены постановлением Госстроя России от 24.06.2003 г. № 110

[14] ВНТП-Т98 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.

[15] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя, утвержденные Министерством топлива и энергетики 12.09.1995 г., зарегистрированные Министерством юстиции РФ 25.09.1995 г., регистрационный № 954.

УДК 621.311.001 ОКС 27.100 _____
(код продукции)

Ключевые слова: стандарт организации, условия поставки, нормы, электрическая энергия, тепловая энергия, мощность, оптовый рынок, розничный рынок, надежность поставки, качество поставки

Руководитель организации-разработчика
ОАО «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского»:

Генеральный директор — Э.П. Волков

Руководитель разработки: Заведующий Отделением технического регулирования — В.А. Джангиров

Руководитель организации-соисполнителя
ОАО «ВТИ»
Заместитель генерального директора, руководитель разработки — В.Ф. Резинских

Исполнители:
Заведующий отделением — В.Ф. Гуторов
Ведущий научный сотрудник — Г.Д. Авруцкий
Научный сотрудник — Н.А. Лебедева

gost.e-ecolog.ru