КонсультантПлюс

Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070
(ред. от 08.04.2026)
"Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548"
(Зарегистрировано в Минюсте России 06.12.2022 N 71384)

Документ предоставлен **КонсультантПлюс**

www.consultant.ru

Дата сохранения: 08.09.2026

Зарегистрировано в Минюсте России 6 декабря 2022 г. N 71384

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ
от 4 октября 2022 г. N 1070

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ПРИКАЗЫ МИНЭНЕРГО РОССИИ ОТ 13 СЕНТЯБРЯ 2018 Г. N 757, ОТ 12 ИЮЛЯ 2018 Г. N 548

Список изменяющих документов
(в ред. Приказов Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321,
от 09.12.2024 N 2398, от 30.10.2025 N 1427, от 08.04.2026 N 343)

В соответствии с абзацем вторым пункта 3 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <1>, подпунктами "а" и "б" пункта 1 и пунктом 2(1) постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. N 244 "О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <2> приказываю:

<1> Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 34, ст. 5483.

<2> Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, N 11, ст. 1562; 2018, N 34, ст. 5483.

1. Утвердить прилагаемые:

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации согласно приложению N 1;

изменения, которые вносятся в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757 "Об утверждении Правил переключений в электроустановках" <3>, от 12 июля 2018 г. N 548 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики" <4>, согласно приложению N 2.

<3> Зарегистрирован Минюстом России 22 ноября 2018 г., регистрационный N 52754.

<4> Зарегистрирован Минюстом России 20 августа 2018 г., регистрационный N 51938, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 99 (зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный N 54038).

2. Признать утратившими силу:

приказ Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации" <5>;

<5> Зарегистрирован Минюстом России 20 июня 2003 г., регистрационный N 4799.

изменения, которые вносятся в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229, утвержденные приказом Минэнерго России от 9 января 2019 г. N 2 <6>;

<6> Зарегистрирован Минюстом России 30 января 2019 г., регистрационный N 53624.

изменения, которые вносятся в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229, утвержденные приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. N 81 <7>;

<7> Зарегистрирован Минюстом России 28 марта 2019 г., регистрационный N 54199.

изменения, которые вносятся в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229, утвержденные приказом Минэнерго России от 11 февраля 2019 г. N 90 <8>;

<8> Зарегистрирован Минюстом России 28 марта 2019 г., регистрационный N 54200.

изменения, которые вносятся в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229, утвержденные приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 98 <9>.

<9> Зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный N 54828.

3. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев со дня его официального опубликования, за исключением пункта 328 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных настоящим приказом.

Пункт 328 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных настоящим приказом, вступает в силу по истечении шести месяцев со дня его официального опубликования.

Министр
Н.Г.ШУЛЬГИНОВ

Приложение N 1
к приказу Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Список изменяющих документов
(в ред. Приказов Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321, от 09.12.2024 N 2398, от 30.10.2025 N 1427, от 08.04.2026 N 343)

I. Общие положения

1. Настоящие Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (далее - Правила) устанавливают требования к эксплуатации объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, функционирующих в составе Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, в части обеспечения надежности функционирования указанных электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и возможности их использования по функциональному назначению в составе указанных электроэнергетических систем.

2. Требования Правил распространяются на:

собственников и иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и (или) объектов электросетевого хозяйства (далее - владелец объекта электроэнергетики), в том числе в отношении которых права владения и пользования перешли к системообразующей территориальной сетевой организации в соответствии с условиями договора, заключенного на основании пункта 2 статьи 46.4 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике" (далее - Федеральный закон "Об электроэнергетике"), и принадлежащие им объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства (далее - объекты электроэнергетики), за исключением принадлежащих потребителям электрической энергии объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 0,4 кВ и ниже, присоединенных к электрическим сетям на уровне напряжения 0,4 кВ;

системного оператора (далее - субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике) - в части учета требований Правил при планировании и изменении технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 854 (далее - Правила ОДУ), а также в части требований к взаимодействию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с владельцами объектов электроэнергетики при эксплуатации автоматических систем диспетчерского управления и каналов связи, технологически связанных с автоматизированными системами управления (далее - АСУ) и каналами связи, эксплуатируемыми такими владельцами;

системообразующую территориальную сетевую организацию, в том числе в части требований по эксплуатации объектов электросетевого хозяйства, которые не имеют собственника, собственник которых неизвестен или от права собственности на которые собственник отказался (далее - бесхозяйные объекты электросетевого хозяйства).
(п. 2 в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

3. В Правилах используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации, а также термины и определения, указанные в приложении N 1 к Правилам.

II. Требования к организации технической эксплуатации

4. Техническая эксплуатация (далее - эксплуатация) объектов электроэнергетики должна включать:

ввод в работу в составе энергосистемы новых, реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных объектов электроэнергетики в целом, нового (модернизированного) оборудования и устройств объектов электроэнергетики;

использование по функциональному назначению линий электропередачи (далее - ЛЭП), оборудования и устройств;

формирование, использование по назначению, хранение документации, указанной в Правилах;

оперативно-технологическое управление объектами электроэнергетики;

ремонт и техническое обслуживание зданий, сооружений, оборудования, устройств, ЛЭП;

формирование и поддержание в актуальном состоянии базы данных в электронном виде, содержащей техническое описание ЛЭП, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, приборов учета электрической энергии, в том числе описание мест установки приборов учета электрической энергии и коды (идентификаторы) точек поставки электрической энергии, на которых установлены приборы учета электрической энергии, с отображением электрической схемы соединения силового оборудования между собой с учетом нормального положения коммутационных аппаратов (далее - информационная модель объекта электросетевого хозяйства), и предоставление содержащихся в ней сведений при осуществлении информационного обмена;

консервацию, техническое перевооружение, модернизацию и реконструкцию объектов электроэнергетики в части, не относящейся к предмету законодательства Российской Федерации о градостроительной деятельности.

4(1). Эксплуатация бесхозяйных объектов электросетевого хозяйства в соответствии с требованиями абзаца второго пункта 1 статьи 38 Федерального закона "Об электроэнергетике" и Правил осуществляется системообразующей территориальной сетевой организацией в порядке и в объеме, которые определяются техническим руководителем системообразующей территориальной сетевой организации по результатам оценки технического состояния оборудования.

Взаимодействие с владельцами объектов электроэнергетики, которые имеют непосредственное присоединение к бесхозяйным объектам электросетевого хозяйства, осуществляется системообразующей территориальной сетевой организацией, эксплуатирующей такие объекты, в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861.

Соблюдение установленных Правилами требований к эксплуатации объектов электросетевого хозяйства, в отношении которых с системообразующей территориальной сетевой организацией заключен договор о порядке использования объектов электросетевого хозяйства <10(1)>, обеспечивается:

<10(1)> Абзац первый пункта 2 статьи 46.4 Федерального закона "Об электроэнергетике".

территориальной сетевой организацией и (или) собственником указанных объектов до их передачи во владение системообразующей территориальной сетевой организации (в том числе посредством создания в соответствии с требованиями пункта 30 Правил аварийного запаса оборудования, предоставляемого в пользование системообразующей территориальной сетевой организации при исполнении ей обязательств по устранению последствий аварий на указанных объектах);

системообразующей территориальной сетевой организацией (после передачи ей указанных объектов во владение).
(п. 4(1) введен Приказом Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

5. Владельцем объекта по производству электрической энергии организационно-распорядительным документом должна быть определена организационная структура управления каждым объектом по производству электрической энергии, а сетевой организацией - организационная структура управления объектами электросетевого хозяйства сетевой организации. Потребителем электрической энергии, эксплуатирующим объекты электроэнергетики, организационно-распорядительным документом должна быть определена организационная структура управления электрохозяйством потребителя.

В соответствии с организационной структурой управления должны быть распределены границы эксплуатационной ответственности и функции по обслуживанию и контролю за техническим состоянием ЛЭП, оборудования, устройств, зданий, сооружений и

инженерно-технических коммуникаций объекта (объектов) электроэнергетики между структурными подразделениями, ответственными лицами владельца объекта электроэнергетики, а также определены должностные обязанности персонала, отвечающего за эксплуатацию и контроль технического состояния ЛЭП, оборудования, устройств, зданий и сооружений.

6. Собственник или иной законный владелец объектов электросетевого хозяйства (далее - владелец объектов электросетевого хозяйства) должен обеспечить формирование и поддержание в актуальном состоянии информационной модели объекта электросетевого хозяйства в соответствии с профилем информационной модели, определенным в соответствии с требованиями национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.2-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели" <11>, а для ЛЭП и оборудования объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше - также национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.3-2020 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110 - 750 кВ" <12>, в объеме, позволяющем эксплуатировать объекты электросетевого хозяйства в составе электроэнергетической системы.

<11> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1104-ст (М., Стандартинформ, 2019 г.).

<12> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 24 ноября 2020 г. N 1145-ст (М., Стандартинформ, 2020 г.).

Владелец объектов электросетевого хозяйства должен обеспечить предоставление сведений, содержащихся в цифровой информационной модели объекта электросетевого хозяйства, в формате, соответствующем требованиям национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58651.1-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения" <13>, при осуществлении информационного обмена с владельцами других объектов электроэнергетики и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

<13> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 12 ноября 2019 г. N 1103-ст (М., Стандартинформ, 2019 г.).

7. Владельцем объекта электроэнергетики должен быть организован контроль технического состояния ЛЭП, оборудования, устройств, зданий и сооружений для определения оптимальных форм и методов технического воздействия в соответствии с методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. N 676 <14> (далее - Методика оценки технического состояния).

<14> Зарегистрирован Минюстом России 5 октября 2017 г., регистрационный N 48429, с

изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 17 марта 2020 г. N 192 (зарегистрирован Минюстом России 18 мая 2020 г., регистрационный N 58367).

8. Владельцем объекта электроэнергетики должно быть организовано техническое освидетельствование объектов, подлежащих техническому освидетельствованию, в соответствии с Правилами проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, утвержденными приказом Минэнерго России от 14 мая 2019 г. N 465 <15> (далее - Правила проведения технического освидетельствования).

<15> Зарегистрирован Минюстом России 16 июля 2019 г., регистрационный N 55283.

Эксплуатация оборудования объектов электроэнергетики, подлежащего техническому освидетельствованию в соответствии с Правилами проведения технического освидетельствования, сверх установленного срока службы (срока эксплуатации) запрещается:

при отсутствии акта технического освидетельствования, устанавливающего условия и срок дальнейшей эксплуатации;

в случае принятия комиссией по проведению технического освидетельствования решения о невозможности дальнейшей эксплуатации оборудования объектов электроэнергетики, отраженного в акте технического освидетельствования.

9. В случае, когда в соответствии с Правилами требуется проведение осмотров ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, выявленные при осмотре дефекты должны фиксироваться владельцем объекта электроэнергетики в журнале дефектов с определением ответственных за устранение таких дефектов лиц и сроков устранения дефектов.

10. Эксплуатация объектов электроэнергетики должна осуществляться с соблюдением требований Правил, Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 (далее - Правила технологического функционирования электроэнергетических систем), нормативных правовых актов Российской Федерации, устанавливающих требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики, утвержденных Минэнерго России в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <17> и (или) постановлением Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. N 244 "О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" <18> (далее - нормативные правовые акты, устанавливающие требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, постановление N 244 соответственно), и на основании технической (в том числе инструктивной и оперативной) документации (далее - техническая документация), разработанной и утвержденной техническим руководителем объекта электроэнергетики, сетевой организации, потребителя электрической энергии (их обособленных подразделений) (далее - технический руководитель) в соответствии с требованиями Правил, а также с учетом требований проектной документации и документации организаций - изготовителей установленного на объекте электроэнергетики оборудования и устройств,

конструктивных элементов ЛЭП.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

<16> Сноска исключена. - Приказ Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398.

<17> Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 34, ст. 5483; 2021, N 6, ст. 985.

<18> Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, N 11, ст. 1562; 2022, N 18, ст. 3094.

При эксплуатации объектов электроэнергетики, входящего в их состав оборудования, проведении их испытаний (в том числе для целей определения или изменения параметров оборудования, включая установленную мощность), ремонта или технического обслуживания внесение владельцем объекта электроэнергетики изменений в состав и конструктивное исполнение энергетического и электротехнического оборудования, а также изменение значений технических характеристик и параметров такого оборудования допускается, если такие изменения не приводят к превышению расчетных нагрузок и воздействий, учтенных при проектировании указанного объекта электроэнергетики, и выходу параметров работы объекта электроэнергетики, оборудования за пределы допустимых по условиям безопасности значений, предусмотренных проектной документацией и документацией организаций - изготовителей оборудования.

11. Работа оборудования объектов электроэнергетики должна осуществляться с исправными и введенными в работу технологическими защитами и блокировками в соответствии с проектной документацией. Вывод из работы технологических защит допускается в случаях, предусмотренных проектной документацией, документацией организации-изготовителя и Правилами.

12. В случае заключения владельцем объекта электроэнергетики договора на выполнение работ, оказание услуг или иного договора гражданско-правового характера, по которому функции, права и обязанности по эксплуатационному (в том числе ремонтному, техническому или оперативному) обслуживанию объекта электроэнергетики (далее - функции по эксплуатационному обслуживанию) или их часть переданы другому лицу, такой владелец объекта электроэнергетики остается ответственным, в том числе перед третьими лицами, за организацию и обеспечение эксплуатации объекта электроэнергетики в соответствии с требованиями Правил, за исключением объектов электросетевого хозяйства, права владения и пользования которыми перешли к системообразующей территориальной сетевой организации в соответствии с условиями договора, заключенного на основании пункта 2 статьи 46.4 Федерального закона "Об электроэнергетике".
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

В указанном случае владелец объекта электроэнергетики должен:

уведомить субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (в случае если ЛЭП, оборудование и устройства, в отношении которых осуществляется передача функций по эксплуатационному обслуживанию или их части другому лицу, относятся к объектам диспетчеризации) и владельцев других объектов электроэнергетики, к которым присоединен

указанный в абзаце первом настоящего пункта Правил объект электроэнергетики или отходящие от него ЛЭП, о планируемой и фактической передаче указанных функций или их части другому лицу не позднее чем за 2 месяца до планируемой даты передачи функций и не позднее 5 рабочих дней после такой передачи с предоставлением копии договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав и обязанностей по эксплуатационному обслуживанию между владельцем объекта электроэнергетики и привлеченным им лицом, в том числе по вопросам технологического взаимодействия с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и владельцами других объектов электроэнергетики;

уведомить указанных в абзаце третьем настоящего пункта Правил лиц о прекращении действия (расторжении, изменении) договора, по которому функции по эксплуатационному обслуживанию объекта электроэнергетики или их часть были переданы другому лицу, не позднее 5 рабочих дней со дня наступления указанных обстоятельств с приложением копий подтверждающих их документов.

III. Требования к вводу в работу объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств

13. Для первичного фактического приема (подачи) рабочего напряжения и мощности на ЛЭП и новое основное оборудование на вновь построенных, реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных объектах электроэнергетики (постановки их под нагрузку или включения в транзит), а также фактического приема (подачи) рабочего напряжения и мощности на новое оборудование на действующих объектах электроэнергетики, в том числе после его замены (далее - ввод в работу), должны быть выполнены следующие мероприятия:

проведены индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных технологических систем;

получено временное разрешение органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объекта электроэнергетики для проведения пусконаладочных работ и проведения комплексного опробования (в случае необходимости) - в случаях и порядке, установленных Правилами выдачи разрешений на допуск в эксплуатацию энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. N 85 <19> (далее - Правила выдачи разрешений на допуск в эксплуатацию);

<19> Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, N 6, ст. 984; 2022, N 1, ст. 193.

проведены пробные пуски генерирующего оборудования;

проведено комплексное опробование ЛЭП и основного электротехнического оборудования;

проведены комплексные испытания генерирующего оборудования (включая комплексное опробование) - в объеме и порядке, предусмотренных Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего

оборудования, утвержденными приказом Минэнерго России от 11 февраля 2019 г. N 90 <20> (далее - Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования);

<20> Зарегистрирован Минюстом России 28 марта 2019 г., регистрационный N 54200, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 20 октября 2020 г. N 917 (зарегистрирован Минюстом России 17 декабря 2020 г., регистрационный N 61530).

получено разрешение органа федерального государственного энергетического надзора на допуск в эксплуатацию объектов электроэнергетики - в случаях и порядке, установленных Правилами выдачи разрешений на допуск в эксплуатацию;

выполнены мероприятия по вводу ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики в работу в составе энергосистемы, предусмотренные Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, нормативными правовыми актами, устанавливающими требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики.

14. Ввод в работу оборудования и устройств объектов электроэнергетики должен осуществляться в соответствии с требованиями Правил, с учетом особенностей ввода в эксплуатацию отдельных видов оборудования, устройств, систем объектов электроэнергетики, предусмотренных нормативными правовыми актами, устанавливающими требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, а также законодательством Российской Федерации о техническом регулировании и законодательством Российской Федерации о промышленной безопасности опасных производственных объектов.

15. Ввод в работу и использование по функциональному назначению в составе энергосистемы части вновь построенного, реконструированного, модернизированного, технически перевооруженного объекта электроэнергетики допускается при соблюдении условий, установленных нормативными правовыми актами, устанавливающими требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики.

16. Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и технологических систем должны проводиться по проектным схемам после окончания на этом оборудовании всех монтажных и строительных работ.

При индивидуальных испытаниях владельцем объекта электроэнергетики должно проводиться определение и проверка технических характеристик оборудования и (или) его составных частей на предмет соответствия требованиям проектной документации и документации организации-изготовителя без включения основного оборудования в сеть.

При функциональных испытаниях владельцем объекта электроэнергетики должна проводиться проверка функционирования технологических систем и устройств систем управления и контроля без включения оборудования в сеть.

Результаты индивидуальных и функциональных испытаний должны быть оформлены актами (протоколами) функциональных испытаний оборудования и технологических систем.

17. Выявленные при индивидуальных и функциональных испытаниях дефекты,

допущенные в ходе строительства и монтажа, должны быть устранены владельцем объекта электроэнергетики до выполнения пробных пусков генерирующего оборудования и начала комплексного опробования ЛЭП, оборудования и устройств.

18. При пробных пусках генерирующего оборудования должны быть:

проверены работоспособность генерирующего оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации;

проведены проверка и настройка систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов (далее - КИП).

19. Перед пробным пуском генерирующего оборудования и первым включением в сеть основного электротехнического оборудования должны быть выполнены следующие условия:

укомплектован, обучен административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный и вспомогательный персонал с проведением обязательных форм работы с персоналом, предусмотренных Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 22 сентября 2020 г. N 796 <21> (далее - Правила работы с персоналом), разработаны и утверждены инструкции по эксплуатации, инструкции по охране труда и оперативные схемы, документация, предусмотренная пунктом 31 Правил;

<21> Зарегистрирован Минюстом России 18 января 2021 г., регистрационный N 62115.

введены в действие средства диспетчерского и технологического управления (далее - СДТУ) с линиями связи, устройства предупредительной и аварийной сигнализации, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;

введены в действие системы контроля и управления.

20. Дефекты и недостатки выполненных работ, выявленные в процессе пробных пусков, должны быть устранены владельцем объекта электроэнергетики до начала комплексного опробования.

Результаты пробных пусков должны быть учтены при документальном оформлении результатов испытаний генерирующего оборудования.

21. ЛЭП и основное электротехническое оборудование должны пройти комплексное опробование, при котором должна быть проверена их работа под нагрузкой совместно со вспомогательным оборудованием и устройствами.

Началом комплексного опробования объекта электроэнергетики считается включение его в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектной документацией, не допускается.

22. Генерирующее оборудование должно пройти комплексные испытания (включая комплексное опробование) для определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования в соответствии с требованиями Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования. Результаты комплексных испытаний генерирующего оборудования должны быть оформлены в соответствии с Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования.

23. Комплексное опробование ЛЭП и основного электротехнического оборудования считается успешно проведенным при условии нормальной и непрерывной работы под нагрузкой:

основного электротехнического оборудования электростанций и подстанций - в течение 72 часов;

ЛЭП - в течение 24 часов.

В отношении ЛЭП и электротехнического оборудования, входящих в состав коллекторной сети ветровой (солнечной) электростанции (далее - ВЭС (СЭС), комплексное опробование должно проводиться в соответствии с Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования.

24. Комплексное опробование должно проводиться с включенными предусмотренными проектной документацией КИП, блокировками, устройствами сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующими режимной наладки.

Выявленные в ходе комплексного опробования нарушения и дефекты должны быть устранены владельцем объекта электроэнергетики до ввода его в работу.

После комплексного опробования и устранения выявленных нарушений и дефектов владельцем объекта электроэнергетики должны быть оформлены акты о результатах комплексного опробования ЛЭП и основного электротехнического оборудования.

25. АСУ должны быть приняты в постоянную эксплуатацию.

При приемке в постоянную эксплуатацию АСУ должны быть проверены их работоспособность, функциональность и соответствие проектным решениям.

Вводу АСУ в постоянную эксплуатацию может предшествовать опытная эксплуатация такой системы продолжительностью не более 6 месяцев.

Приемка АСУ в постоянную эксплуатацию при наличии неустраненных замечаний, выявленных в период испытаний, запрещается.

26. По окончании работ по строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению объекта электросетевого хозяйства до ввода такого объекта в эксплуатацию владельцем объекта электросетевого хозяйства должны быть обеспечены сравнение фактических значений технических параметров и характеристик ЛЭП (в том числе длин пролетов, стрел провиса проводов и троса, значений ширины просеки, высоты основного лесного массива, координат опор), оборудования с проектными значениями и актуализация цифровой

информационной модели объекта электросетевого хозяйства, сформированной в соответствии с пунктом 6 Правил.

IV. Требования к персоналу

27. Объект электроэнергетики, центр управления сетями (далее - ЦУС), центр управления ВЭС (СЭС), центр управления каскадом малых гидроэлектростанций (далее - ГЭС), структурное подразделение потребителя электрической энергии, созданное в соответствии с пунктом 62 Правил, должны быть обеспечены (укомплектованы) работниками, обученными, прошедшими подготовку и обязательные формы работы с персоналом в соответствии с Правилами работы с персоналом.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

28. Противоаварийные тренировки с персоналом объектов электроэнергетики, ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС, структурного подразделения потребителя электрической энергии, созданного в соответствии с пунктом 62 Правил, должны быть организованы и проводиться в соответствии с Правилами проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 26 января 2021 г. N 27 <22>.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

<22> Зарегистрирован Минюстом России 23 марта 2021 г., регистрационный N 62846.

V. Требования к техническому обслуживанию и ремонту объектов электроэнергетики

29. Владельцами объектов электроэнергетики должны быть обеспечены:

организация и проведение технического обслуживания и ремонта принадлежащих им ЛЭП, оборудования, устройств объектов электроэнергетики в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики", утвержденными приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 г. N 1013 <23> (далее - Правила ТОиР);

<23> Зарегистрирован Минюстом России 26 марта 2018 г., регистрационный N 50503, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. N 555 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60538).

организация и проведение технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики (далее - РЗА) в соответствии с Правилами технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. N 555 <24> (далее - Правила технического обслуживания устройств и комплексов РЗА);

<24> Зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60538.

профилактические испытания оборудования.

30. Владельцы объектов электроэнергетики должны создавать аварийный запас оборудования объектов электроэнергетики, их запасных частей и материалов для устранения последствий аварий и технологических нарушений (отказов, неисправностей), возникающих в процессе эксплуатации объектов электроэнергетики.

Состав и объем оборудования, запасных частей и материалов, включаемых в аварийный запас, должны устанавливаться организационно-распорядительным документом, утверждаемым владельцем объектов электроэнергетики, на основании:

оценки вероятности отказа функционального узла или единицы оборудования, определяемой в соответствии с методическими указаниями по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, утвержденными приказом Минэнерго России от 19 февраля 2019 г. N 123 <25>;

<25> Зарегистрирован Минюстом России 4 апреля 2019 г., регистрационный N 54277.

суммарного количества однотипного оборудования, установленного на объектах электроэнергетики;
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

минимальных норм аварийного запаса материалов и оборудования, приведенных в приложении N 9 к Правилам;

статистических данных о повреждениях объектов электроэнергетики на основании актов о расследовании причин аварий в электроэнергетике, статистических данных субъекта электроэнергетики о массовых отключениях объектов электросетевого хозяйства, вызванных воздействием неблагоприятных метеорологических явлений, формируемых в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. N 846 "Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" <26>.

<26> Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 44, ст. 5243; 2017, N 23, ст. 3320.

Владельцы объектов электроэнергетики должны осуществлять в соответствии с организационно-распорядительным документом, указанным в абзаце втором настоящего пункта Правил:

планирование объемов аварийного запаса, перечня оборудования и материалов с указанием функционального назначения и характеристик включаемых в данный перечень оборудования и материалов;

приобретение и обеспечение условий хранения аварийного запаса;

использование, пополнение и обновление аварийного запаса.

Наличие аварийного запаса оборудования для объектов по производству электрической энергии, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше может быть обеспечено посредством предоставления в пользование оборудования иными лицами.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

30(1). Аварийный запас для выполнения аварийно-восстановительных работ на бесхозяйных объектах электросетевого хозяйства формируется системообразующей территориальной сетевой организацией в соответствии приложением N 9 к Правилам.
(п. 30(1) введен Приказом Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

VI. Требования к технической документации

31. Для каждого объекта электроэнергетики при эксплуатации производственных зданий и сооружений, ЛЭП, оборудования и устройств владельцем объекта электроэнергетики должно быть обеспечено наличие и хранение следующей технической документации:

проектная, рабочая, приемо-сдаточная и исполнительная документация со всеми последующими изменениями;

технические паспорта ЛЭП, зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;

схемы электрических, тепловых соединений, технологических систем;

должностные инструкции персонала;

инструкции по охране труда, разрабатываемые и утверждаемые владельцем объекта электроэнергетики в соответствии с законодательством Российской Федерации об охране труда;

инструкции по эксплуатации производственных зданий и сооружений, ЛЭП, оборудования и устройств, в том числе инструкции по организации и осуществлению оперативно-технологического управления, по перечню, определяемому владельцем объекта электроэнергетики в соответствии с Правилами и нормативными правовыми актами, устанавливающими требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики;

оперативная документация (оперативные схемы, оперативный журнал, журнал распоряжений, диспетчерские и оперативные заявки (журнал (картотека) диспетчерских и оперативных заявок) на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики (далее - журнал диспетчерских и оперативных заявок), журнал РЗА, журнал телемеханики, журнал дефектов, журнал учета работ по нарядам и распоряжениям, журнал учета бригад, работающих на ЛЭП, журнал учета выдачи и возврата ключей от электроустановок);

документация по АСУ в соответствии с пунктом 48 Правил;

документация по РЗА в соответствии с главой XL Правил;

иной документации на отдельные виды ЛЭП и оборудования, предусмотренной Правилами.

32. Ведение и хранение технической документации должно осуществляться на бумажном носителе и (или) в электронном виде, в порядке, определенном владельцем объекта электроэнергетики с соблюдением требований к ведению и хранению документации, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем (далее - требования к ведению и хранению документации).

33. Для объекта по производству электрической энергии, сетевой организации, потребителя электрической энергии в структурных подразделениях, обеспечивающих эксплуатацию оборудования объектов электроэнергетики и поддержание технологических режимов функционирования объектов электроэнергетики (далее - цеха и (или) отделы), должен быть установлен перечень инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого цеха (или) отдела, подстанции, района, участка, лаборатории и службы (далее - перечень инструкций и схем). Перечень инструкций и схем должен быть утвержден техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики.

34. В соответствии с перечнем инструкций и схем владельцем объекта электроэнергетики должно быть обеспечено наличие указанных в перечне инструкций и схем документов, в том числе в электронном виде, и организован доступ персонала к их использованию.

35. В ЦУС, центрах управления ВЭС (СЭС), центрах управления каскадами малых ГЭС, структурных подразделениях потребителей электрической энергии, созданных в соответствии с пунктом 62 Правил, для оперативного персонала должен разрабатываться перечень документов на рабочих местах оперативного персонала, а на объектах электроэнергетики для оперативного, оперативно-ремонтного персонала - перечень документов на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Перечни документов на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала должны утверждаться уполномоченным лицом владельца объекта электроэнергетики (его обособленного подразделения).

36. В соответствии с утвержденным перечнем документов на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала должно быть обеспечено наличие указанных в нем документов на рабочих местах указанного персонала в бумажном и (или) электронном виде и организован доступ такого персонала к их использованию.

37. Работники, для которых обязательно знание инструкций и иной технической документации, должны быть ознакомлены с указанной документацией и вносимыми в нее изменениями под роспись (путем получения собственноручной или электронной подписи работника) в порядке, определенном владельцем объекта электроэнергетики.

38. На рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала дополнительно к перечню и документам в соответствии с пунктами 35 и 36 Правил в зависимости от организационной структуры управления объекта электроэнергетики, сетевой организации должна находиться следующая оперативная документация:

для начальника смены электростанции, цеха - оперативные схемы, оперативный журнал, журнал распоряжений, журнал диспетчерских и оперативных заявок, журнал РЗА и журнал телемеханики, журнал дефектов оборудования, журнал учета работ по нарядам и распоряжениям, журнал учета выдачи ключей;

для оперативного персонала электростанции - оперативные схемы, оперативный журнал;

для оперативного персонала подстанции - оперативные схемы, оперативный журнал, журнал распоряжений, журнал диспетчерских и оперативных заявок, журнал учета работ по нарядам и распоряжениям, журнал дефектов оборудования, журнал РЗА и журнал телемеханики, журнал выдачи и возврата ключей от электроустановок;

для оперативного персонала ЦУС - оперативные схемы, оперативный журнал, журнал распоряжений, журнал диспетчерских и оперативных заявок, журнал учета работ по нарядам и распоряжениям, журнал учета бригад, работающих на ЛЭП, журнал РЗА и журнал телемеханики;

для оперативного персонала структурных подразделений потребителя электрической энергии, созданных в соответствии с пунктом 62 Правил, - оперативные схемы, оперативный журнал, журнал распоряжений, журнал диспетчерских и оперативных заявок, журнал учета работ по нарядам и распоряжениям, журнал дефектов оборудования, журнал РЗА и журнал телемеханики;

для оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС - оперативные схемы, оперативный журнал, журнал распоряжений, журнал диспетчерских и оперативных заявок, журнал РЗА и журнал телемеханики, журнал дефектов оборудования, журнал учета работ по нарядам и распоряжениям.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

39. Допускается наличие у владельца объекта электроэнергетики и на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала:

одного журнала распоряжений или нескольких журналов распоряжений по отдельным функциональным направлениям деятельности структурных подразделений владельца объекта электроэнергетики;

отдельных журнала РЗА и журнала телемеханики или единого журнала РЗА и телемеханики.

Для оперативного персонала ЦУС допускается включение информации об учете работ по нарядам и распоряжениям и учете бригад, работающих на ЛЭП, в оперативный журнал вместо ведения отдельных журналов по указанным вопросам.

Допускается нахождение на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала иной оперативной документации, позволяющей персоналу осуществлять контроль за работой оборудования объекта электроэнергетики, вести учет работ по техническому обслуживанию и ремонту, испытаниям и измерениям.

40. Ведение оперативных схем должно осуществляться в электронном виде, на бумажном носителе или с помощью схем-макетов. Выбор способа ведения оперативных схем

осуществляется владельцем объекта электроэнергетики в зависимости от условий эксплуатации объекта электроэнергетики.

41. Изменения в объектах электроэнергетики, входящих в их состав системах и оборудовании, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу таких объектов, систем и оборудования за подписью уполномоченного лица владельца объекта электроэнергетики (его обособленного подразделения) с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения работников, для которых обязательно знание таких инструкций, схем и чертежей, в порядке, определенном владельцем объекта электроэнергетики.

Изменения номинальных параметров оборудования, в том числе установленной мощности, выполненные в процессе его эксплуатации, должны быть в срок не позднее 30 календарных дней со дня изменения номинальных параметров оборудования внесены в технические паспорта оборудования и учтены в производственных (местных) инструкциях, а также согласованы с организациями - изготовителями оборудования в случае, если необходимость такого согласования предусмотрена законодательством о техническом регулировании.

42. Техническая документация, перечни документов, используемых в работе, перечни документов на рабочем месте оперативного, оперативно-ремонтного персонала, исполнительные технологические схемы (чертежи), представляющие графическое представление последовательности основных стадий (операций) технологического процесса (далее - технологические схемы), и схемы первичных электрических соединений, инструкций должны актуализироваться не реже одного раза в три года с отметкой на них о произведенной проверке.

Оформление и пересмотр исполнительных схем РЗА должны осуществляться в соответствии с Правилами технического обслуживания устройств и комплексов РЗА.

43. Административно-технический персонал в соответствии с графиками осмотров и обходов должен осуществлять обходы и осмотры оборудования, зданий и сооружений, проверять наличие и содержание эксплуатационной документации на рабочих местах оперативного, оперативно-ремонтного персонала и обеспечивать принятие мер по устранению выявленных нарушений.

VII. Требования к эксплуатации средств диспетчерского и технологического управления и автоматизированных систем управления

44. Владельцами объектов электроэнергетики должна быть организована и осуществляться эксплуатация СДТУ, установленных на объектах электроэнергетики и в структурных подразделениях владельцев объектов электроэнергетики, в том числе обеспечено техническое и оперативное обслуживание СДТУ.

Владельцем объекта электроэнергетики должны быть определены работники, ответственные за оперативное и техническое обслуживание СДТУ и оперативное устранение нарушений в работе СДТУ в зоне его эксплуатационной ответственности.

Владельцы объектов электроэнергетики, осуществляющие между собой технологическое

взаимодействие при осуществлении функций технологического управления (ведения), должны ежегодно обмениваться списками работников, указанных в абзаце втором настоящего пункта Правил. Владельцы объектов электроэнергетики, ЛЭП, оборудование и устройства которых отнесены к объектам диспетчеризации, должны ежегодно обмениваться списками таких работников с диспетчерскими центрами. При внесении изменений в указанные списки владельцы объектов электроэнергетики должны уведомлять об этом друг друга и диспетчерские центры не позднее чем за один рабочий день до ввода таких изменений в действие.

При оперативном обслуживании СДТУ владельцем объекта электроэнергетики должны быть обеспечены:

круглосуточный мониторинг эксплуатационного состояния СДТУ, фиксация изменений эксплуатационного состояния СДТУ и нарушений в работе СДТУ в оперативном журнале;

принятие мер по выявлению и устранению нарушений СДТУ, проверка работоспособности СДТУ после устранения нарушений.

мониторинг достоверности телеметрической информации, передаваемой с объекта электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, центр управления сетями и (или) структурное подразделение владельца объекта электроэнергетики, осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении соответствующего объекта электроэнергетики, и принятие мер по восстановлению достоверной телеметрической информации.

45. Владельцами объектов электроэнергетики должно быть обеспечено функционирование на объектах электроэнергетики и в структурных подразделениях владельцев объектов электроэнергетики следующих АСУ:

автоматизированные системы управления технологическим процессом объекта электроэнергетики (далее - АСУ ТП);

автоматизированные системы технологического управления (далее - АСТУ).

46. В ЦУС, структурных подразделениях потребителей электрической энергии, созданных ими в соответствии с пунктом 62 Правил, центрах управления ВЭС (СЭС), центрах управления каскадами малых ГЭС должны создаваться и эксплуатироваться АСТУ.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

АСТУ на основе данных из АСУ ТП и систем сбора и передачи информации объектов электроэнергетики (систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики с автоматизированной системой субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике), получаемых по каналам связи, организованным в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, должны обеспечивать автоматизированное решение задач оперативно-технологического управления, указанных в главе VIII Правил.

Состав выполняемых АСТУ функций дистанционного управления ЛЭП, оборудованием, устройствами объектов электроэнергетики должен определяться владельцем объектов электроэнергетики. В случае если дистанционное управление осуществляется из диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, посредством

АСТУ должна быть обеспечена возможность дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования, устройств объектов электроэнергетики из диспетчерского центра.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

47. На объектах электроэнергетики, в ЦУС, центрах управления ВЭС (СЭС), центрах управления каскадами малых ГЭС и в структурных подразделениях потребителей электрической энергии, указанных в пункте 46 Правил, должно быть организовано хранение информации в объеме и в течение сроков хранения, установленных владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований к ведению и хранению документации, требований проектной документации и функций, реализуемых АСУ.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

48. Для каждой эксплуатируемой АСУ владельцем объекта электроэнергетики должны быть разработаны, утверждены и использоваться в работе:

инструкции по эксплуатации (руководства пользователя);

руководства по техническому обслуживанию;

схемы организации связи.

49. При организации эксплуатации АСУ владельцем объекта электроэнергетики должны быть определены обязанности структурных подразделений по обслуживанию комплекса технических средств и программного обеспечения в составе АСУ.

Перечень оборудования, обслуживаемого каждым структурным подразделением, с указанием границ обслуживания должен быть утвержден техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики.

50. Организация эксплуатации программно-технических средств АСУ ТП и АСТУ должна обеспечивать для периода их эксплуатации, равного одному календарному году:

коэффициент готовности для АСТУ ЦУС, центров управления ВЭС, СЭС - не менее 0,9995;

коэффициент готовности для АСУ ТП подстанций, соответствующих критериям отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети, установленным постановлением Правительства Российской Федерации от 26 января 2006 г. N 41 <27>, и АСУ ТП электротехнической части электростанций, имеющих в составе распределительные устройства (далее - РУ) классом напряжения 220 кВ и выше, - не менее 0,9995.

<27> Собрание законодательства Российской Федерации, 2006; N 5, ст. 556; 2016, N 13, ст. 1825.

Организация эксплуатации программно-технических средств АСУ ТП объектов электроэнергетики, не указанных в настоящем пункте Правил, должна обеспечивать надежность, достаточную для достижения установленных целей функционирования АСУ ТП при заданных

условиях применения с учетом вероятности возникновения нарушений в работе АСУ ТП вследствие аварии на объекте электроэнергетики.

51. Сетевыми организациями и иными владельцами объектов электросетевого хозяйства должны быть обеспечены функционирование и эксплуатация каналов связи объекта электросетевого хозяйства с ЦУС, организованных в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

52. Владельцами объектов электроэнергетики, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее - диспетчерский центр), должна быть организована передача в диспетчерские центры телеинформации в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем. Для этого владельцем объекта электроэнергетики должны быть обеспечены функционирование и эксплуатация каналов связи с диспетчерскими центрами, организованных в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

53. Сетевыми организациями, в которых созданы ЦУС, осуществляющие оперативно-технологическое управление в отношении ЛЭП, оборудования или устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, должно быть организовано наличие и обеспечено функционирование каналов связи между ЦУС и диспетчерским центром для передачи телеметрической информации и телефонной связи для оперативных переговоров. Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа сетей связи, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

54. Организация эксплуатации каналов связи, указанных в пунктах 51 - 53, 683 и 696 Правил, в том числе арендованных, должна обеспечивать коэффициент готовности одного канала связи не ниже 0,98 для периода его эксплуатации, равного одному календарному году.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Обобщенный средний коэффициент готовности систем связи, состоящих из двух независимых каналов связи, должен быть не ниже 0,9996 для периода их эксплуатации, равного одному календарному году.

55. В отношении каналов связи, организованных между объектами электроэнергетики и ЦУС, между объектами электроэнергетики и диспетчерским центром, между ЦУС разных сетевых организаций, между ЦУС и диспетчерским центром, каналов связи для ВЭС (СЭС), организованных в соответствии с пунктами 683, 686 Правил, каналов связи для ГЭС, которые соответствуют признакам, указанным в абзаце двадцать пятом пункта 3 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и входят в каскад малых ГЭС (далее - малая ГЭС), организованных в соответствии с пунктами 696, 698 Правил, а также в отношении функционально связанных АСУ различных владельцев объектов электроэнергетики и связанных с ними СДТУ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с пунктом 40 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем должны быть разработаны и утверждены двусторонние и (или) многосторонние документы, содержащие:
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

разграничение зон эксплуатационной ответственности;

исполнительные схемы организации связи;

регламенты по оперативному обслуживанию, техническому обслуживанию и ремонту АСУ (СДТУ).

Эксплуатация технических средств каналов связи, указанных в абзаце первом настоящего пункта Правил, и АСУ должна осуществляться в соответствии с исполнительными схемами организации каналов связи и зонами эксплуатационной ответственности, определенными совместными документами, утвержденными владельцами объектов электроэнергетики.

Документы, содержащие разграничение зон эксплуатационной ответственности каналов связи с диспетчерскими центрами, указанных в пунктах 52, 53, 683 Правил, должны утверждаться диспетчерским центром и владельцем объектов электроэнергетики.

56. Организация эксплуатации программно-аппаратных средств АСУ (СДТУ), за исключением исполнительных устройств, на объектах электроэнергетики, имеющих в своем составе РУ классом напряжения 35 кВ и выше, в ЦУС, центрах управления ВЭС (СЭС), центрах управления каскадами малых ГЭС и структурных подразделениях потребителей, указанных в пункте 46 Правил, должна обеспечивать функционирование АСУ (СДТУ) в течение не менее 30 минут при исчезновении напряжения питающей сети.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Исправность и работоспособность систем (устройств) гарантированного электропитания, обеспечивающих функционирование АСУ (СДТУ) при исчезновении напряжения питающей сети, должна проверяться в том числе на работу под нагрузкой по графику, утвержденному организационно-распорядительным документом владельца объекта электроэнергетики.

VIII. Требования к организации и осуществлению оперативно-технологического управления

57. В отношении каждого объекта электроэнергетики, в том числе принадлежащего потребителям электрической энергии, владельцем объекта электроэнергетики должно быть организовано и осуществляться оперативно-технологическое управление, задачами которого являются:

планирование и управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики;

предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на объектах электроэнергетики;

изменение эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств;

подготовка к производству ремонтных работ.

При осуществлении оперативно-технологического управления владельцами объектов электроэнергетики в пределах своих функций, определенных в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением

Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 <28> (далее - Основные положения функционирования розничных рынков), Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. N 1172 <29>, Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 <30> (далее - Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии), и в отношении объектов электроэнергетики, находящихся в границах балансовой принадлежности, должно быть обеспечено соблюдение требований к надежности электроснабжения потребителей электрической энергии и качеству электрической энергии, устанавливаемых в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, Основными положениями функционирования розничных рынков, Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 <31>, техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям и условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии, договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) или договоров энергоснабжения, заключенных такими владельцами объектов электроэнергетики.

<28> Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 23, ст. 3008; 2022, N 27, ст. 4863.

<29> Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, N 14, ст. 1916; 2022, N 23, ст. 3827.

<30> Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52, ст. 5525; 2022, N 27, ст. 4863.

<31> Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52, ст. 5525; 2022, N 27, ст. 4863.

58. Оперативно-технологическое управление должно осуществляться:

в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации диспетчерских центров, в соответствии с требованиями инструктивно-технических документов диспетчерских центров и диспетчерскими командами (распоряжениями, разрешениями) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в том числе выданными с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров;
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации - владельцем объекта электроэнергетики самостоятельно либо в координации с иными владельцами объектов электроэнергетики.

59. Для организации и осуществления оперативно-технологического управления объектами

электросетевого хозяйства сетевая организация может создавать ЦУС, обязанность по обеспечению функционирования которых возлагается на такую сетевую организацию.

60. При создании в сетевой организации ЦУС и функционировании таких ЦУС сетевой организацией должны выполняться следующие требования:

а) обеспечение технологического оснащения ЦУС информационно-технологической инфраструктурой, включая организацию и обеспечение функционирования каналов связи, оснащение ЦУС оборудованием и программно-техническими средствами АСТУ в соответствии с пунктами 48, 49, 52, 53 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, и пунктами 46 - 56 Правил;

б) организация круглосуточного дежурства оперативного персонала ЦУС;

в) соблюдение в отношении персонала ЦУС требований главы IV Правил и Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 15 декабря 2020 г. N 903н <32> (далее - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок);

<32> Зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2020 г., регистрационный N 61957, с изменениями, внесенными приказом Минтруда России от 29 апреля 2022 г. N 279н (зарегистрирован Минюстом России 1 июня 2022 г., регистрационный N 68657).

г) определение для каждого ЦУС зоны его эксплуатационной ответственности, включающей всю зону эксплуатационной ответственности сетевой организации (ее филиала) или ее часть. В случае, если в сетевой организации созданы несколько ЦУС, зона эксплуатационной ответственности каждого из ЦУС должна определяться исходя из распределения между такими ЦУС функций технологического управления и технологического ведения ЛЭП, оборудования и устройств, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности сетевой организации, с учетом соблюдения требований пунктов 61 и 64 Правил.

61. Созданный ЦУС сетевой организации (ее филиала) должен осуществлять оперативно-технологическое управление по всей зоне эксплуатационного обслуживания такой сетевой организации (ее филиала).

62. Потребителями электрической энергии, владеющими на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства и не имеющими статуса сетевой организации, для организации и осуществления оперативно-технологического управления принадлежащими им объектами электросетевого хозяйства могут создаваться структурные подразделения, дежурный персонал которых должен выполнять функции технологического управления (ведения) в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, находящихся в зоне эксплуатационного обслуживания такого потребителя. Осуществление указанными структурными подразделениями функций оперативно-технологического управления допускается при условии выполнения в отношении них требований, предъявляемых в соответствии с пунктом 60 Правил к созданию и функционированию ЦУС сетевых организаций.

63. Для организации и осуществления оперативно-технологического управления ВЭС (СЭС), не предполагающего постоянного дежурства оперативного персонала на электростанции,

в случае если владельцем ВЭС (СЭС) выбрана такая форма их оперативного обслуживания, владельцем ВЭС (СЭС) должен создаваться центр управления ВЭС (СЭС). Требования к созданию и функционированию центров управления ВЭС (СЭС) установлены в главе XLVI Правил.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

63(1). Для организации и осуществления оперативно-технологического управления каскадом малых ГЭС, не предполагающего постоянного дежурства оперативного персонала на малых ГЭС, в случае если владельцем малых ГЭС выбрана такая форма их оперативного обслуживания, владельцем малых ГЭС должен создаваться центр управления каскадом малых ГЭС. Требования к созданию и функционированию центров управления каскадом малых ГЭС установлены в главе XLVII Правил.
(п. 63(1) введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

64. При организации оперативно-технологического управления количество уровней организационной структуры управления, определенной в соответствии с пунктом 5 Правил, структурные подразделения которых обеспечивают оперативно-технологическое управление ЛЭП, оборудованием или устройствами (включая ЦУС или структурные подразделения, созданные согласно пунктам 62 и 63 Правил, и уровень объекта электроэнергетики), должно быть не более трех.

В случае, если на дату вступления в силу Правил количество уровней управления ЛЭП, оборудованием или устройствами при осуществлении владельцем объекта электроэнергетики оперативно-технологического управления составляет более трех, такой владелец объекта электроэнергетики должен в течение трех лет с даты вступления в силу Правил организовать оперативно-технологическое управление в соответствии с требованиями абзаца первого настоящего пункта и пунктов 60 - 63 Правил.

65. Владелец объекта электроэнергетики должен организационно-распорядительным документом определить в отношении принадлежащих ему объектов электроэнергетики:

оперативный персонал, допущенный к производству переключений и уполномоченный на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и (или) осуществление координации действий персонала, непосредственно выполняющего такие операции;

работников, имеющих право контролировать переключения в электроустановках;

работников, уполномоченных выдавать разрешение на деблокирование при неисправности оперативной блокировки;

работников из числа административно-технического персонала, ремонтного персонала, которым предоставлены права оперативного персонала (в указанном случае на таких лиц распространяются требования, установленные Правилами для оперативного персонала);

работников из числа административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских (оперативных) заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики;

работников, допущенных к ведению оперативных переговоров.

К оперативному персоналу относятся:

оперативный персонал ЦУС;

дежурный персонал структурных подразделений потребителя электрической энергии, созданных в соответствии с пунктом 62 Правил, выполняющий функции технологического управления (ведения) в отношении всех или части объектов электросетевого хозяйства, находящихся в эксплуатации такого потребителя, а также начальник смены каскада ГЭС в случаях, предусмотренных пунктом 161 Правил (далее - НСО <33>);
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

<33> Пункт 3 Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, зарегистрированных в Минюсте России 22 ноября 2018 г., регистрационный N 52754.

оперативный персонал центров управления ВЭС (СЭС), центров управления каскадами малых ГЭС, созданных при соблюдении требований, предусмотренных пунктами 63, 63(1) и главами XLVI, XLVII Правил;
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

начальник смены электростанции, начальник смены цеха электростанции, иной дежурный персонал электростанций;

дежурный персонал подстанций, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, персонал оперативно-выездных бригад.

66. Владельцы объектов электроэнергетики, осуществляющие между собой технологическое взаимодействие при осуществлении функций технологического управления (ведения), должны ежегодно до 31 декабря включительно обмениваться списками работников, указанных в абзацах втором, четвертом, пятом - седьмом пункта 65 Правил, и не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие изменений в таких списках (до допуска таких работников к самостоятельной работе) уведомлять друг друга о таких изменениях.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

Владельцы объектов электроэнергетики, ЛЭП, оборудование и устройства которых отнесены к объектам диспетчеризации, должны ежегодно до 31 декабря включительно представлять списки работников, указанных в абзацах втором, четвертом, пятом - седьмом пункта 65 Правил, в диспетчерские центры и не позднее чем за один рабочий день до ввода в действие изменений в таких списках (до допуска таких работников к самостоятельной работе) уведомлять диспетчерские центры о внесенных в них изменениях.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

67. ЛЭП, оборудование и устройства объектов электроэнергетики должны быть распределены по способу оперативно-технологического управления: технологическое управление и технологическое ведение (далее - распределение по способу управления).

68. Распределение ЛЭП, оборудования и устройств по способу управления должно осуществляться в соответствии с пунктом 33 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем с учетом следующих требований:

ЛЭП, оборудование или устройство должно находиться в технологическом управлении оперативного персонала только одного ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС, НСО или оперативного персонала одного объекта электроэнергетики (в том числе персонала оперативной выездной бригады);
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

ЛЭП, оборудование или устройство может находиться в технологическом ведении оперативного персонала более чем одного ЦУС, НСО или оперативного персонала более чем одного объекта электроэнергетики (в том числе персонала оперативной выездной бригады);

оборудование или устройство ВЭС (СЭС) может находиться в технологическом ведении только одного центра управления ВЭС (СЭС);

оборудование или устройство малой ГЭС может находиться в технологическом ведении только одного центра управления каскадом малых ГЭС.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

69. В отношении объектов диспетчеризации распределение их по способу управления (ведения) должно осуществляться диспетчерскими центрами, при этом:

решение о возможности осуществления в отношении объектов диспетчеризации технологического ведения, указанного в абзацах третьем и четвертом пункта 68 Правил, должно приниматься по согласованию с диспетчерским центром;

решение о возможности осуществления одним владельцем объекта электроэнергетики технологического ведения в отношении объектов диспетчеризации, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании другому владельцу объекта электроэнергетики, должно приниматься диспетчерским центром.

Для принятия решений по вопросам, указанным в абзацах втором и третьем настоящего пункта Правил владельцы объектов электроэнергетики не менее чем за 2 месяца до предполагаемого срока начала осуществления технологического ведения должны представить в диспетчерский центр предложения, содержащие обоснование необходимости технологического ведения и информацию, подтверждающую возможность его осуществления.

Диспетчерский центр должен в течение 30 дней со дня получения от владельца объекта электроэнергетики указанных сведений согласовать возможность технологического ведения или принять решение об отказе в отнесении (согласовании отнесения) объектов диспетчеризации в технологическое ведение.

О принятом решении диспетчерский центр должен в тот же срок в письменной форме уведомить владельца объекта электроэнергетики.

70. Распределение по способу управления ЛЭП, оборудования и устройств должно устанавливаться перечнем распределения ЛЭП, оборудования и устройств объектов

электроэнергетики по способу управления (далее - Перечень распределения), утверждаемым владельцем объекта электроэнергетики.

В отношении ЛЭП, оборудования и устройств, отнесенных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике к объектам диспетчеризации, указанное в Перечне распределения распределение ЛЭП, оборудования и устройств по способу управления должно соответствовать перечню объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления, утвержденному диспетчерским центром (далее - перечень объектов диспетчеризации).

Перечни распределения, утверждаемые разными владельцами объектов электроэнергетики, должны соответствовать друг другу в части распределения по способу управления включаемых в них одних и тех же ЛЭП, оборудования или устройств, не являющихся объектами диспетчеризации. Формирование указанных Перечней распределения и внесение в них изменений в части таких ЛЭП, оборудования или устройств должно осуществляться по согласованию между владельцами объектов электроэнергетики. Порядок взаимодействия владельцев объектов электроэнергетики между собой при формировании Перечней распределения и внесении в них изменений должен определяться в соответствии с условиями документов, определяющих порядок взаимодействия владельцев объектов электроэнергетики между собой при организации и осуществлении оперативно-технологического управления в соответствии с пунктом 40 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (далее - документы, регулирующие порядок технологического взаимодействия).

71. Для осуществления оперативно-технологического управления владелец объекта электроэнергетики должен организовать в отношении него круглосуточное оперативное обслуживание в одной из следующих форм:

с постоянным дежурством оперативного персонала на объекте электроэнергетики;

без постоянного дежурства оперативного персонала на объекте электроэнергетики (дежурство на дому, обслуживание объекта электроэнергетики персоналом оперативных выездных бригад).
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Выбор формы оперативного обслуживания должен осуществляться владельцем объектов электроэнергетики с учетом требований пунктов 72 - 74 Правил.

72. На электростанциях должно быть организовано круглосуточное оперативное обслуживание с постоянным дежурством оперативного персонала. Для ВЭС (СЭС) формы организации круглосуточного оперативного обслуживания должны определяться с учетом требований главы XLVI Правил. Для малых ГЭС, входящих в каскад малых ГЭС, формы организации круглосуточного оперативного обслуживания должны определяться с учетом требований главы XLVII Правил.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

В случае организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики в форме, не предполагающей постоянного дежурства оперативного персонала на объекте электроэнергетики, должно быть обеспечено прибытие оперативного персонала на объект электроэнергетики (за исключением объектов электросетевого хозяйства высшим проектным классом напряжения ниже 35 кВ) за время, установленное пунктом 39 Правил

технологического функционирования электроэнергетических систем.

73. Определение (изменение) формы организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики, в состав которого входят объекты диспетчеризации, должно осуществляться в соответствии с пунктом 39 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

74. При организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики в форме, не предполагающей постоянного дежурства оперативного персонала на объекте, о выборе такой формы владелец объекта электроэнергетики должен не менее чем за 3 месяца до перехода на данную форму оперативного обслуживания объекта электроэнергетики уведомить других владельцев объектов электроэнергетики, в технологическом управлении или ведении которых находятся ЛЭП, отходящие от такого объекта электроэнергетики.

Для выполнения функций оперативно-технологического управления на подстанциях без постоянного дежурства оперативного персонала может быть реализовано дистанционное управление оборудованием и устройствами с рабочих мест оперативного персонала ЦУС.

В случае если ЛЭП, отходящие от объекта электроэнергетики, и (или) оборудование и устройства объекта электроэнергетики отнесены субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике к объектам диспетчеризации, при организации дистанционного управления на таких объектах электроэнергетики должно быть установлено распределение функций дистанционного управления между ЦУС (центром управления ВЭС (СЭС), центром управления каскадом малых ГЭС) и диспетчерским центром в соответствии с пунктом 46 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Функции дистанционного управления на объектах электроэнергетики, к которым не подключены ЛЭП, относящиеся к объектам диспетчеризации, а также в составе которых отсутствуют оборудование и устройства, отнесенные субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике к объектам диспетчеризации, должны распределяться в соответствии с абзацем третьим пункта 46 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

На одном объекте электроэнергетики в каждый момент времени переключения посредством дистанционного управления может выполнять только оперативный персонал объекта электроэнергетики, диспетчерский персонал одного диспетчерского центра или оперативный персонал одного ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС).
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Оснащение центров управления ВЭС (СЭС) средствами дистанционного управления должно осуществляться в соответствии с главой XLVI Правил. Оснащение центров управления каскадами малых ГЭС средствами дистанционного управления должно осуществляться в соответствии с главой XLVII Правил.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

75. В целях осуществления оперативно-технологического управления для оперативного персонала каждого ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС, объекта электроэнергетики и НСО владельцем объектов электроэнергетики должны быть

разработаны и утверждены инструкции по организации и осуществлению оперативно-технологического управления, в том числе по вопросам производства переключений в электроустановках, ведения оперативных переговоров, предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима на объектах электроэнергетики.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Указанные инструкции в отношении объектов диспетчеризации должны учитывать требования инструкций диспетчерских центров. В случаях, предусмотренных нормативными правовыми актами, устанавливающими требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, или договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (соглашениями о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России, технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), инструкции владельцев объектов электроэнергетики подлежат согласованию с диспетчерскими центрами.

Инструкции, разработанные для оперативного персонала объектов электроэнергетики, должны учитывать требования инструкций для оперативного персонала ЦУС, центров управления ВЭС (СЭС), центров управления каскадами малых ГЭС и НСО.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Требования инструкций владельцев смежных объектов электроэнергетики по вопросам осуществления оперативно-технологического управления в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, не отнесенных к объектам диспетчеризации, должны соответствовать друг другу. При разработке указанных инструкций каждый владелец объекта электроэнергетики должен обеспечить учет требований инструкций, утвержденных владельцами смежных объектов электроэнергетики и доведенных до него в соответствии с документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия между такими владельцами.

76. Для осуществления оперативно-технологического управления объектами электроэнергетики, технологически присоединенными к объектам электроэнергетики, принадлежащим другим владельцам, а также для взаимной координации изменений технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования или устройств таких объектов электроэнергетики, владельцами объектов электроэнергетики должны быть согласованы на дву(много)сторонней основе документы, регулирующие порядок технологического взаимодействия между ними.

Указанными совместными документами о технологическом взаимодействии должен быть регламентирован порядок планирования графиков ремонтов ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств, порядок оформления и согласования заявок и вывода в ремонт, порядок обмена информацией о снижении надежности электроснабжения при реализации ремонтных схем, порядок организации аварийно-восстановительных работ, порядок согласования нормальных (временных нормальных) схем, порядок обмена технологической информацией, порядок участия в противоаварийных тренировках, порядок взаимодействия в части программ и бланков переключений и другие вопросы технологического взаимодействия при организации и осуществлении оперативно-технологического управления.

77. Оперативный персонал при осуществлении функций технологического управления (ведения) должен соблюдать требования к эксплуатации ЛЭП, оборудования и устройств, установленные Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, нормативными правовыми актами, устанавливающими требования надежности и безопасности в

сфере электроэнергетики, Правилами и производственными (местными) инструкциями, требования Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

78. Уполномоченный владельцем объекта электроэнергетики административно-технический персонал объекта электроэнергетики имеет право временно отстранить от выполнения обязанностей, связанных с управлением технологическими режимами работы объектов электроэнергетики, предотвращением развития и ликвидацией нарушений нормального режима на объектах электроэнергетики, изменением эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, подготовкой к производству ремонтных работ, производством переключений, подчиненный ему оперативный персонал (в том числе оперативного руководителя) объекта электроэнергетики, приняв выполнение указанных функций такого персонала на себя или поручив их выполнение другому работнику из числа оперативного персонала объекта электроэнергетики. Отстранение оперативного персонала от выполнения обязанностей должно оформляться записью в оперативном журнале с фиксацией факта и причины отстранения с последующим уведомлением диспетчерского или оперативного персонала других организаций, объектов электроэнергетики, с которыми осуществляется технологическое взаимодействие.

79. Для принятия административно-техническим персоналом объекта электроэнергетики на себя функций оперативного персонала в отношении такого административно-технического персонала должно быть обеспечено выполнение требований главы IV и пунктов 65 и 66 Правил, предъявляемых к оперативному персоналу.

80. Каждый работник из числа оперативного персонала, заступая на рабочее место (дежурство), должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания дежурства - сдать смену следующему по графику работнику. Уход с дежурства без сдачи смены не допускается.

81. При приемке смены оперативный персонал обязан:

ознакомиться с оперативной схемой, эксплуатационным состоянием и технологическим режимом работы ЛЭП, оборудования и устройств, находящихся в его технологическом управлении и ведении;

получить от сдающего смену оперативного персонала сведения об оборудовании, на котором выявлены дефекты, требующие проведения дополнительных (внеплановых) осмотров для предупреждения нарушений в работе;

выяснить, какие работы выполнялись в течение предыдущей дежурной смены, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям в зоне его эксплуатационного обслуживания;

проверить наличие и принять инструмент, материалы, ключи от электроустановок, оперативную документацию и документацию рабочего места;

ознакомиться со всеми записями в журналах, указанных в пункте 38 Правил, и изменениями в инструктивной документации, внесенными за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;

принять рапорт от подчиненного оперативного персонала и доложить вышестоящему оперативному персоналу о заступлении на дежурство и недостатках, выявленных при приемке

смены;

отдать рапорт диспетчерскому персоналу диспетчерского центра в порядке, установленном субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

оформить приемку-сдачу смены записью в оперативном журнале за своей подписью и подписью оперативного персонала, сдающего смену;

выполнить мероприятия, предусмотренные инструктивными документами владельца объекта электроэнергетики (его обособленного подразделения).

82. Оперативные переговоры оперативного персонала должны вестись в соответствии с инструкциями по ведению оперативных переговоров, утверждаемыми владельцами объектов электроэнергетики.

Оперативные переговоры должны вестись с использованием технической терминологии, установленной технической документацией, все ЛЭП, оборудование и устройства должны называться согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований не допускается.

83. Оперативные переговоры оперативного персонала должны автоматически фиксироваться средствами звукозаписи на всех уровнях оперативно-технологического управления, в том числе на объектах электроэнергетики. Сохранность записей оперативных переговоров должна быть обеспечена в соответствии с требованиями, установленными пунктом 54 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

84. Оперативный персонал, отдав или получив команду на изменение технологического режима работы (эксплуатационного состояния) ЛЭП, оборудования и устройств или подтверждение возможности изменения их технологического режима работы (эксплуатационного состояния), получив диспетчерскую команду или диспетчерское разрешение диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, должен записать их в оперативный журнал. Объем и порядок записи в оперативный журнал должен определяться производственной (местной) инструкцией.

85. Оперативный персонал должен с периодичностью, установленной техническим руководителем владельца объекта электроэнергетики, опробовать действие устройств автоматики, сигнализации, контролировать функционирование СДТУ, АСТУ.

86. С разрешения вышестоящего оперативного персонала владельца объекта электроэнергетики и при соблюдении требований, установленных Правилами переключений в электроустановках, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757 <34> (далее - Правила переключений в электроустановках), Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики", утвержденными приказом Минэнерго России от 12 июля 2018 г. N 548 <35> (далее - Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима), оперативный персонал может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте с записью в

оперативном журнале. По устному указанию диспетчерского и (или) вышестоящего оперативного персонала оперативный персонал, привлеченный к ремонтным работам и испытаниям, должен незамедлительно с момента поступления указания приступить к выполнению функций по оперативно-технологическому управлению.

<34> Зарегистрирован Минюстом России 22 ноября 2018 г., регистрационный N 52754.

<35> Зарегистрирован Минюстом России 20 августа 2018 г., регистрационный N 51938, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 99 (зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный N 54038).

87. Диспетчерские команды, разрешения и распоряжения, выданные субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, являются обязательными для выполнения оперативным персоналом.

Диспетчерская команда субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике не подлежит выполнению оперативным персоналом в случаях, установленных Правилами ОДУ.

Команды дистанционного управления из диспетчерских центров являются обязательными для владельцев объектов электроэнергетики. Команды дистанционного управления из диспетчерских центров не подлежат выполнению в случаях, установленных Правилами ОДУ.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

88. Команды на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств и подтверждения возможности изменения их технологического режима работы (эксплуатационного состояния), выданные в соответствии с их распределением по способу управления вышестоящим оперативным персоналом владельца объекта электроэнергетики другому оперативному персоналу того же владельца объекта электроэнергетики являются обязательными для выполнения получившим их оперативным персоналом.

Команды на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств и подтверждения возможности изменения их технологического режима работы (эксплуатационного состояния), выданные в соответствии с их распределением по способу управления оперативным персоналом одного владельца объектов электроэнергетики оперативному персоналу владельца смежного объекта электроэнергетики, являются обязательными для выполнения получившим их оперативным персоналом:

при ликвидации нарушений нормального режима работы объектов электроэнергетики;

в нормальном режиме работы объектов электроэнергетики, если иное не установлено документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия таких владельцев объектов электроэнергетики.

Команда оперативного персонала на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств не подлежит выполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей или повреждения оборудования.

Команды на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств, выданные в соответствии с их распределением по способу управления с использованием средств дистанционного управления с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики, из ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС), созданного владельцем объекта электроэнергетики, на принадлежащий такому владельцу объект электроэнергетики, являются обязательными для выполнения.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Команды на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств, выданные в соответствии с их распределением по способу управления с использованием средств дистанционного управления из ЦУС, созданного одним владельцем объекта электроэнергетики, на объект электроэнергетики, принадлежащий на праве собственности или ином законном основании другому владельцу, являются обязательными для выполнения в случаях, указанных в абзацах третьем и четвертом настоящего пункта Правил.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

Команды дистанционного управления с автоматизированного рабочего места оперативного персонала объекта электроэнергетики, из ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС) не подлежат выполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей или повреждения оборудования.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

89. Выполнение диспетчерских команд субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должно быть приоритетным по отношению к выполнению команд оперативного персонала.

90. Невыполнение и задержка выполнения диспетчерских команд, команд оперативного персонала и команд дистанционного управления на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, обязательность выполнения которых предусмотрена пунктами 87 и 88 Правил, в том числе с разрешения руководящего административно-технического персонала владельца объекта электроэнергетики, санкционирующего их невыполнение или задержку выполнения, не допускаются.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

91. В случае, если полученная диспетчерская команда или команда оперативного персонала представляется оперативному персоналу ошибочной, он должен незамедлительно сообщить об этом лицу, отдавшему команду.

О своем отказе выполнить голосовую диспетчерскую команду или команду оперативного персонала и причинах ее невыполнения оперативный персонал должен незамедлительно доложить лицу, отдавшему такую команду, а также зафиксировать отказ в оперативном журнале.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

92. Схема прохождения команд оперативного персонала (команд дистанционного управления из ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС) на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объекта электроэнергетики, находящихся в его технологическом управлении, утверждается владельцем объекта электроэнергетики и должна предусматривать выдачу таких

команд непосредственно оперативному персоналу объекта электроэнергетики (непосредственно в АСУ объекта электроэнергетики), без промежуточных звеньев передачи команд.
(п. 92 в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

93. В случае, если ЛЭП, оборудование и устройства находятся в зоне эксплуатационной ответственности другого владельца объектов электроэнергетики, команды оперативного персонала по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния таких ЛЭП, оборудования и устройств должны отдаваться непосредственно оперативному персоналу объекта электроэнергетики без промежуточных звеньев передачи команд либо через оперативный персонал ЦУС или НСО этого владельца объектов электроэнергетики, выполняющего функции технологического управления (ведения) в отношении указанных ЛЭП, оборудования и устройств. В указанном случае число промежуточных звеньев передачи команд должно быть не более одного.

Передача команд дистанционного управления на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств из ЦУС (центра управления ВЭС (СЭС), центра управления каскадом малых ГЭС) должна осуществляться непосредственно на объекты электроэнергетики.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

94. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, являющихся объектами диспетчеризации, без диспетчерской команды или разрешения диспетчерского центра осуществляется в случаях и в соответствии с требованиями, предусмотренными Правилами ОДУ.

При возникновении или угрозе возникновения повреждения ЛЭП либо оборудования объекта электроэнергетики вследствие фактического достижения параметрами технологического режима их работы недопустимых по величине и длительности значений, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, допускается изменение их технологического режима работы или эксплуатационного состояния без получения от оперативного персонала, в технологическом управлении или ведении которого они находятся, команды или подтверждения возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Автоматическое включение генерирующего оборудования, являющегося объектом диспетчеризации, не допускается, если его отключение или изменение технологического режима работы произошло действием технологических защит, работающих при недопустимом повышении частоты или действием следующих устройств противоаварийной автоматики: устройств автоматики предотвращения нарушения устойчивости, автоматики ограничения перегрузки оборудования или автоматики ограничения повышения частоты. Включение указанного генерирующего оборудования должно осуществляться после получения оперативным персоналом диспетчерской команды (диспетчерского разрешения) на такие действия от диспетчерского центра или путем дистанционного управления из диспетчерского центра.

95. Владельцами объектов электроэнергетики с высшим классом напряжения 6 кВ и выше должны ежегодно разрабатываться и утверждаться нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений для принадлежащих им объектов электроэнергетики. Сетевой организацией также должны ежегодно разрабатываться и утверждаться нормальные схемы электрических соединений электрической сети данной сетевой организации.

Разработка нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений должна осуществляться с соблюдением требований к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. N 854 <36> (далее - Требования к графическому исполнению схем).

<36> Зарегистрирован Минюстом России 5 декабря 2019 г., регистрационный N 56709.

96. Нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики (далее - нормальная схема) должна разрабатываться (актуализироваться) и утверждаться владельцем объекта электроэнергетики:

а) ежегодно - в срок не ранее 15 ноября, но не позднее 15 декабря предшествующего года на очередной календарный год;

б) при строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении) объекта электроэнергетики - не позднее чем за два месяца до планируемой даты ввода объекта электроэнергетики, его оборудования в работу (в случае ввода в работу нового, модернизированного генерирующего оборудования электростанций - не позднее чем за 2 месяца до планируемой даты пробного пуска такого генерирующего оборудования);

в) при изменении диспетчерского наименования объекта электроэнергетики или оборудования объекта электроэнергетики - не позднее чем за 2 месяца до дня такого изменения;

г) при возникновении оснований, не указанных в настоящем пункте, требующих актуализации нормальной схемы до завершения года ее действия, - в срок, определенный владельцем объекта электроэнергетики.

97. Временная нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики (далее - временная нормальная схема) должна разрабатываться и утверждаться владельцем объекта электроэнергетики при строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении) объекта электроэнергетики на предстоящий этап его жизненного цикла, ограниченный этапом строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) или одним календарным годом.

Разработка и утверждение временной нормальной схемы должны осуществляться:

а) при наступлении этапа жизненного цикла объекта электроэнергетики, ограниченного по продолжительности этапом строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) - не менее чем за 15 календарных дней до начала такого этапа, но не позднее даты направления в диспетчерский центр на согласование комплексной программы ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) ЛЭП, электротехнического или энергетического оборудования в соответствии с главой VIII Правил переключений в электроустановках;

б) при переходе этапа строительства (модернизации, технического перевооружения,

реконструкции) объекта электроэнергетики на следующий календарный год - не ранее 15 ноября, но не позднее 15 декабря года, предшествующего году, на который переходит этап жизненного цикла объекта электроэнергетики.

98. Нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, до их утверждения должны быть согласованы с диспетчерскими центрами в соответствии с Требованиями к графическому исполнению схем.

При отсутствии объектов диспетчеризации на объекте электроэнергетики указанные схемы должны быть согласованы с сетевой организацией, осуществляющей функции технологического управления (ведения) в отношении такого объекта электроэнергетики, в порядке и сроки, установленные документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия.

99. Нормальная (временная нормальная) схема объекта электроэнергетики должна утверждаться владельцем объекта электроэнергетики в сроки, определяемые пунктами 96 и 97 Правил, с учетом предполагаемой даты введения ее в действие.

Определение даты введения в действие нормальной (временной нормальной) схемы должно осуществляться владельцем объекта электроэнергетики с соблюдением следующих требований:

в случаях, предусмотренных подпунктом "а" пункта 96 и подпунктом "б" пункта 97 Правил, в качестве даты введения в действие нормальной (временной нормальной) схемы должно быть определено 1 января следующего календарного года;

в случаях, предусмотренных подпунктами "б", "в" пункта 96 Правил, в качестве даты введения в действие нормальной схемы должна быть определена дата планируемого ввода в работу объекта электроэнергетики, его оборудования (в случае ввода в работу нового, модернизированного генерирующего оборудования электростанций - дата пробного пуска такого генерирующего оборудования) или дата изменения диспетчерского наименования объекта электроэнергетики или оборудования объекта электроэнергетики соответственно;

в случаях, предусмотренных подпунктом "г" пункта 96 Правил, в качестве даты введения в действие нормальной схемы должна быть определена дата, наступающая не ранее чем через 15 календарных дней со дня утверждения нормальной схемы;

в случаях, предусмотренных подпунктом "а" пункта 97 Правил, в качестве даты введения в действие временной нормальной схемы должна быть определена дата предполагаемого начала очередного этапа жизненного цикла объекта электроэнергетики, ограниченного этапом строительства (модернизации, технического перевооружения, реконструкции).

Информация о дате введения в действие нормальной (временной нормальной) схемы должна быть указана владельцем объекта электроэнергетики непосредственно на нормальной (временной нормальной) схеме при ее утверждении.

Введение в действие новой (актуализированной) нормальной (временной нормальной) схемы должно осуществляться одновременно на рабочих местах диспетчерского и оперативного персонала, в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которого находится оборудование объекта электроэнергетики. Для обеспечения одновременного введения в действие нормальной (временной нормальной) схемы владелец объекта электроэнергетики, утвердивший

такую схему, должен уведомить о планируемой дате введения ее в действие диспетчерские центры в соответствиями с документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия по указанным вопросам между ними.

100. После утверждения нормальной (временной нормальной) схемы ее экземпляры должны быть направлены владельцем объекта электроэнергетики в электронном виде или на бумажном носителе в случае, если такая форма их представления установлена документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия, или у владельца объекта электроэнергетики отсутствует техническая возможность предоставления схемы в электронном виде во все диспетчерские центры, согласовавшие проект указанной нормальной (временной нормальной) схемы (в случаях, указанных в абзаце втором пункта 98 Правил, - сетевой организации), в следующие сроки:

экземпляры нормальной схемы - ежегодно до 31 декабря включительно каждого года (если иной, более ранний срок не установлен документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия), а в случаях, указанных в подпунктах "б" - "г" пункта 96 Правил, - не позднее 3 рабочих дней со дня утверждения такой схемы;

экземпляры временной нормальной схемы - до начала этапа строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения) объекта электроэнергетики, но не позднее представления в диспетчерский центр комплексной программы ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) ЛЭП, электротехнического или энергетического оборудования (в случаях, указанных в абзаце втором пункта 98 Правил - не позднее подачи в сетевую организацию оперативной заявки на ввод в работу ЛЭП, оборудования).

101. При осуществлении оперативно-технологического управления, разработке технической, в том числе инструктивной и оперативной документации, определяющей порядок осуществления или используемой в процессе оперативно-технологического управления, и при ведении оперативных переговоров должны использоваться диспетчерские наименования ЛЭП, объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств.

Присвоение (изменение) диспетчерских наименований ЛЭП, объектам электроэнергетики и их оборудованию должно осуществляться в соответствии с национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 56302-2014 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования" <37>.

<37> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 12 декабря 2014 г. N 1983-ст (М., Стандартинформ, 2014 г.).

При присвоении (изменении) диспетчерских наименований устройствам РЗА должны соблюдаться требования пункта 595 Правил.

Диспетчерские наименования ЛЭП, объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, указываются в перечне объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления, утверждаемом диспетчерским центром.

Диспетчерские наименования ЛЭП, объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации, должны указываться в Перечне, утверждаемом владельцем объекта электроэнергетики.

102. Изменение диспетчерских наименований ЛЭП, объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, должно быть согласовано с диспетчерским центром.

Изменение диспетчерских наименований ЛЭП, объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации, должно быть согласовано с иными владельцами объектов электроэнергетики в соответствии с распределением ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики по способу управления.

Владелец объекта электроэнергетики должен уведомить о планируемом изменении диспетчерского наименования принадлежащего ему объекта электроэнергетики других владельцев объектов электроэнергетики и диспетчерские центры, указанные в абзацах первом и втором настоящего пункта Правил, не позднее, чем за 6 месяцев до даты изменения диспетчерского наименования объекта.

Указанные изменения должны выполняться в соответствии с планами мероприятий, разработанными и согласованными владельцем объектов электроэнергетики с владельцами других объектов электроэнергетики, в отношении наименований ЛЭП, оборудования и устройств которых потребуются изменения в связи с изменением диспетчерского наименования объекта электроэнергетики такого владельца, а также с диспетчерскими центрами, к объектам диспетчеризации которых относятся ЛЭП, оборудование и устройства таких объектов.

При получении от владельца объекта электроэнергетики, диспетчерское наименование которого планируется изменить, проекта плана мероприятий, указанного в абзаце четвертом настоящего пункта Правил, владельцы других объектов электроэнергетики и диспетчерские центры должны в течение 30 дней со дня получения рассмотреть и согласовать указанный проект в части объема и сроков выполнения предусмотренных им мероприятий или направить владельцу переименовываемого объекта электроэнергетики замечания и предложения по корректировке плана мероприятий.

103. При изменении эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств создаваемые схемы электрических соединений объектов электроэнергетики и схемы электрических сетей должны обеспечивать:

электроснабжение потребителей электрической энергией в соответствии с категорией их электроснабжения, установленной в соответствии с документами о технологическом присоединении и условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии (договоров энергоснабжения);

локализацию нарушений нормального режима на объектах электроэнергетики и в электрических сетях с минимизацией последствий для потребителей электрической энергии.

104. При изменении технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП и оборудования должна быть обеспечена надежность электроснабжения собственных нужд (далее - СН) переменного и постоянного тока электростанций и подстанций в нормальных,

ремонтных и аварийных режимах путем реализации одного или нескольких из следующих мероприятий, предусмотренных технологической схемой объекта:

секционирования шин;

автоматического ввода резервного питания любой секции шин СН всех напряжений;

распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств автоматического ввода резерва (далее - АВР) и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении напряжения на секции. Источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям шин РУ;

распределения механизмов СН по секциям шин из условия минимального нарушения работы электростанции или подстанции в случае отключения любой секции;

обеспечения надежного питания механизмов СН при несинхронной работе шин (частей) электростанции (секционирование шин высокого напряжения, выделение энергоблоков на отдельную линию, выполнение схем деления энергосистемы);

полного или частичного отделения питания механизмов СН электростанции от энергосистемы с обеспечением баланса мощности на выделяемом участке СН при выделении генерирующего оборудования на питание СН в случае снижения частоты или напряжения в энергосистеме ниже допустимых пределов, определяемых Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и технической документацией на оборудование объектов электроэнергетики;

применения автономных источников резервного питания для электроснабжения механизмов СН.

105. При вводе в работу (первичном включении в сеть) новых объектов электроэнергетики, оборудования, изменении схемы электрической сети (в том числе связанном с выводом объектов электроэнергетики из эксплуатации), реконструкции, техническом перевооружении объектов электроэнергетики владельцы объектов электроэнергетики должны проводить:

расчеты токов короткого замыкания;

проверку соответствия схем и электрических режимов электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор и корректировку параметров настройки устройств РЗА, расчет которых осуществляют владельцы объектов электроэнергетики в соответствии с распределением функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА между субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и владельцами объектов электроэнергетики в соответствии с Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 100 <38> (далее - Правила взаимодействия при настройке устройств РЗА);

<38> Зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный N 54037, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 10 июля 2020 г. N 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60537), приказом Минэнерго России от 13 июля 2020 г. N 556 (зарегистрирован Минюстом России 4 декабря 2020 г., регистрационный N 61282).

расчеты электрических режимов сети для определения значений допустимых перетоков активной мощности и уровней напряжения в части ЛЭП и оборудования, не отнесенных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике к объектам диспетчеризации;

разработку или корректировку инструктивной и оперативной документации.

106. Владельцы смежных объектов электроэнергетики должны обмениваться между собой:

информацией о технических параметрах и характеристиках ЛЭП и оборудования;

данными о длительно допустимых и аварийно допустимых токовых нагрузках ЛЭП и оборудования;

технологической информацией, необходимой для выполнения расчетов токов короткого замыкания;

результатами расчетов токов короткого замыкания;

утвержденными нормальными (временными нормальными) схемами электрических соединений;

результатами замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения;

иной технологической информацией в соответствии с документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия.

Порядок и сроки предоставления владельцами объектов электроэнергетики друг другу указанной информации должен определяться в соответствии с документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия между ними.

107. Владельцы объектов электроэнергетики должны предоставлять в диспетчерские центры технологическую информацию в соответствии с пунктом 50 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и нормативными правовыми актами Российской Федерации.

108. Владельцы объектов электроэнергетики обязаны:

обеспечивать исполнение требований, предусмотренных пунктом 132 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, касающихся проверки и обеспечения соответствия оборудования уровням токов короткого замыкания;

обеспечивать актуальность данных о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и оборудования, в том числе в зависимости от температуры воздуха и с

учетом их технического состояния, определяемого в соответствии с Методикой оценки технического состояния. Определение длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузки автотрансформаторов (трансформаторов) и поддержание их перегрузочной способности должны осуществляться с соблюдением требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденных приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. N 81 <39> (далее - Требования к перегрузочной способности трансформаторов).

<39> Зарегистрирован Минюстом России 28 марта 2019 г., регистрационный N 54199, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195 (зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный N 63248).

109. Оперативный персонал обязан:

контролировать токовую загрузку ЛЭП и оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации, и информировать диспетчерский центр об их выходе за установленные (допустимые) пределы;

контролировать технологический режим работы ЛЭП и оборудования, не относящихся к объектам диспетчеризации, обеспечивать соответствие параметров технологического режима работы указанных ЛЭП и оборудования их допустимым значениям и информировать оперативный персонал, в технологическом управлении (ведении) которого находятся такие ЛЭП и оборудование, о достижении параметрами технологического режима их работы недопустимых по величине и длительности значений.

110. Сетевыми организациями должны быть разработаны и согласованы с диспетчерским центром перечни режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110 кВ и 220 кВ на объектах электросетевого хозяйства сетевых организаций и подключенных к их электрическим сетям трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ потребителей электрической энергии (далее - перечни режимов заземления нейтралей трансформаторов) с указанием режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов в нормальной и временной нормальной (ремонтной) схемах.

При выборе владельцами объектов электроэнергетики режимов заземления нейтралей трансформаторов и в процессе эксплуатации объектов электроэнергетики владельцами объектов электроэнергетики должны быть обеспечены:

соответствие режимов заземления нейтралей трансформаторов на объектах электроэнергетики условиям защиты изоляции нейтралей трансформаторов, защиты изоляции электросетевого оборудования, соответствия оборудования току короткого замыкания, а также правильного функционирования устройств РЗА по условиям чувствительности и селективности устройств РЗА, в отношении которых владельцы объектов электроэнергетики выполняют расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования;

соблюдение режимов заземления нейтралей трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ и 220 кВ, определенных диспетчерским центром исходя из обеспечения правильного функционирования устройств РЗА, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых выполняет диспетчерский центр, по условиям

чувствительности и селективности устройств РЗА;

контроль соответствия фактического режима заземления нейтралей трансформаторов на объектах электроэнергетики режиму, указанному в перечне режимов заземления нейтралей трансформаторов, и устранение выявленных несоответствий (за исключением случаев изменений режима заземления нейтралей трансформаторов, согласованных в соответствии с абзацем шестым настоящего пункта Правил);

согласование с диспетчерским центром изменений режима заземления нейтралей трансформаторов с высшим классом напряжения 110 кВ и 220 кВ на определенный срок, обусловленных ремонтными схемами, не указанными в перечне режимов заземления нейтралей трансформаторов, с указанием причин и сроков действия таких изменений.

111. Владельцы объектов электроэнергетики должны проводить на объектах электроэнергетики замеры потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в порядке и сроки, установленные Основными положениями функционирования розничных рынков, и предоставлять их результаты в диспетчерские центры в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации.

112. При осуществлении оперативно-технологического управления планирование технического обслуживания и ремонтов ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики должно осуществляться их владельцами в соответствии с пунктом 29 Правил.

113. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств может осуществляться по инициативе их владельца, а также по диспетчерской команде диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находятся ЛЭП, оборудование и устройство, или по команде оперативного персонала, в технологическом управлении которого находятся ЛЭП, оборудование и устройство.

114. При изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации должны соблюдаться требования, установленные Правилами ОДУ и Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. N 86 <40> (далее - Правила вывода в ремонт и из эксплуатации).

<40> Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, N 6, ст. 985; 2022, N 13, ст. 2094.

115. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования, устройств (кроме действий, выполняемых в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы и (или) предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы объекта электроэнергетики) должно проводиться при наличии:

для объектов диспетчеризации - диспетчерских заявок, поданных, рассмотренных и согласованных в соответствии с Правилами ОДУ;

для ЛЭП, оборудования, устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации -

оперативных заявок, поданных, рассмотренных и согласованных в соответствии с требованиями Правил.

116. Оперативные заявки подразделяются на следующие категории: плановые, внеплановые, неотложные, аварийные.

Плановая оперативная заявка на вывод в ремонт ЛЭП, оборудования или устройства должна оформляться в соответствии с утвержденными месячными графиками ремонта в установленные ими сроки.

Для вывода в ремонт ЛЭП, оборудования или устройства, не предусмотренного месячным графиком ремонта, должна оформляться:

аварийная оперативная заявка - в случае автоматического отключения ЛЭП, оборудования в результате действия устройства РЗА или отключения ЛЭП, оборудования дежурным работником при наличии угрозы жизни людей или повреждения таких ЛЭП, оборудования, а также в случаях отключения устройств РЗА дежурным работником при неисправности или ложных (излишних) срабатываниях указанных устройств;

неотложная оперативная заявка - в случае необходимости срочного отключения ЛЭП и оборудования для выполнения работ по предотвращению повреждения ЛЭП, оборудования и аварийных отключений вследствие выхода параметров их работы за пределы, допустимые по условиям безопасной эксплуатации;

внеплановая оперативная заявка - в случаях, не указанных в настоящем пункте Правил, при возникновении в процессе эксплуатации ЛЭП, оборудования и устройств причин, которые невозможно было предвидеть на этапе формирования месячного графика ремонта.

117. При возникновении (угрозе возникновения) повреждения ЛЭП, оборудования вследствие превышения параметрами технологического режима их работы допустимых по величине и длительности значений, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, оборудование или устройство могут быть отключены оперативным персоналом объекта электроэнергетики с немедленным уведомлением оперативного персонала и (или) диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (в части объектов диспетчеризации) в соответствии с распределением оборудования и устройства по способу управления и оформлением после отключения оборудования или устройства аварийной заявки.

118. Владелец объекта электроэнергетики должен утвердить порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования оперативных заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния принадлежащих ему ЛЭП, оборудования и устройств, включающий в том числе порядок рассмотрения структурными подразделениями и (или) уполномоченными лицами такого владельца диспетчерских заявок в случае, если требуется получение его подтверждения о возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния таких ЛЭП, оборудования и устройств.

119. Порядок взаимодействия владельцев объектов электроэнергетики между собой при планировании ремонтов и технического обслуживания технологически связанных объектов электроэнергетики (в том числе смежных объектов электроэнергетики), их оборудования и устройств, рассмотрении и согласовании оперативных заявок, согласовании сроков проведения

технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ, функционально связанных с устройствами на технологически связанных объектах электроэнергетики (в том числе смежных объектов электроэнергетики) в соответствии с Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации, должен определяться документами, регулирующими порядок технологического взаимодействия между ними.

120. Независимо от наличия рассмотренной и согласованной диспетчерской (оперативной) заявки действия по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского персонала (в том числе осуществляемые с использованием средств дистанционного управления), должны осуществляться по его диспетчерской команде (разрешению), а ЛЭП, оборудования, устройств, находящихся в технологическом управлении (ведении) оперативного персонала, - по команде такого оперативного персонала (при получении от него подтверждения возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния таких ЛЭП, оборудования и устройств).
(п. 120 в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

121. Все переключения в электроустановках должны выполняться в соответствии с Правилами переключений в электроустановках.

122. Владельцы объектов электроэнергетики должны соблюдать срок аварийной готовности, указанный в диспетчерской (оперативной) заявке. Отключенные в ремонт ЛЭП, оборудование и выведенные для технического обслуживания устройства должны быть подготовлены к началу операций по включению в работу в срок аварийной готовности, указанный в диспетчерской (оперативной) заявке.

123. Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу ЛЭП, оборудования и устройств, а также растопкой котла, пуском турбины и набором на них требуемой нагрузки, должно быть включено в срок ремонта, разрешенного в заявке.

124. Если ЛЭП, оборудование или устройство не было отключено в срок диспетчерской (оперативной) заявки, длительность ремонта должна быть сокращена, а дата включения оставаться прежней, за исключением случая, когда в отношении указанных ЛЭП, оборудования или устройства была оформлена, согласована и разрешена субъектом оперативно-диспетчерского управления новая диспетчерская (оперативная) заявка, продлевающая действие предыдущей заявки.

125. Оперативный персонал электростанций должен соблюдать заданные почасовые графики несения нагрузки генерирующим оборудованием. Оперативный персонал электростанций, генерирующее оборудование которых отнесено к объектам диспетчеризации, должен в соответствии с диспетчерскими командами (разрешениями) или диспетчерскими распоряжениями осуществлять загрузку (разгрузку) генерирующего оборудования, включать генерирующее оборудование из резерва или выводить его в резерв.

126. При регулировании напряжения владельцами объектов электроэнергетики должно быть обеспечено:

соответствие показателей качества электрической энергии по напряжению требованиям, установленным Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, техническим условиям на технологическое присоединение к электрическим сетям, условиям

договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), договоров оказания услуг по передаче электрической энергии, договоров энергоснабжения;

соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования с учетом допустимых повышений напряжения в соответствии с национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 57382-2017 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений" <41> (далее - ГОСТ Р 57382-2017);

<41> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 16 января 2017 г. N 12-ст (М., Стандартинформ, 2017 г.), с изменением N 1, утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 23 ноября 2021 г. N 1547-ст.

минимизация потерь электрической энергии в электрических сетях.

127. Каждой сетевой организацией должно осуществляться регулирование напряжения в электрической сети в контрольных пунктах электрической сети такой сетевой организации, определенных с соблюдением Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, в соответствии с утвержденными на каждый месяц графиками напряжения.

Перечень контрольных пунктов в электрической сети, напряжение в которых контролируется оперативным персоналом сетевой организации, а также графики напряжения и характеристики регулирования в этих пунктах должны быть утверждены сетевой организацией.

Графики напряжения в контрольных пунктах электрической сети должны определяться сетевыми организациями с учетом графиков напряжения в контрольных пунктах электрической сети, разрабатываемых диспетчерскими центрами.

128. Регулирование напряжения на объектах электроэнергетики должно осуществляться средствами автоматики на объектах электроэнергетики, а при их отсутствии - оперативным персоналом объектов электроэнергетики или средствами дистанционного управления.

129. Для регулирования напряжения в контрольных пунктах сетевым организациям допускается использовать источники реактивной мощности у потребителей электрической энергии. Порядок использования источников реактивной мощности на объектах электроэнергетики потребителей электрической энергии должен быть установлен в документах, регулирующих порядок технологического взаимодействия.

130. Смежные сетевые организации должны осуществлять взаимодействие при регулировании напряжения в случае невозможности поддержания напряжения в контрольных пунктах в соответствии с графиками напряжения средствами регулирования напряжения, имеющимися в зоне эксплуатационной ответственности сетевой организации. Порядок указанного взаимодействия должен быть установлен в документах, регулирующих порядок технологического взаимодействии между такими сетевыми организациями.

131. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на объектах электроэнергетики должны осуществляться оперативным персоналом в соответствии с

инструкциями по предотвращению развития и ликвидации аварий, разработанными и утвержденными в соответствии с Правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

При объявлении диспетчерским центром режима с высокими рисками нарушения электроснабжения владельцами объектов электроэнергетики должно быть обеспечено принятие необходимых мер, в том числе:

усиление контроля за работой объектов электроэнергетики, организация внеочередных осмотров ЛЭП и оборудования;

введение запретов на выполнение оперативных переключений, если они не направлены на предотвращение развития или ликвидацию нарушения нормального режима;

введение круглосуточного режима работы подразделений и должностных лиц на рабочих местах или на дому;

приведение ремонтных бригад, включая технику и специальные механизмы, в повышенную готовность к проведению аварийно-восстановительных работ;

мобилизация, перераспределение сил и средств между подразделениями владельца объектов электроэнергетики, в том числе осуществляющими деятельность на различных территориях;

привлечение аварийного запаса материально-технических ресурсов, организация и координация действий подразделений владельца объектов электроэнергетики;

использование оборудования и материалов из аварийного запаса, организация доставки крупногабаритного оборудования.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

132. Владелец объекта электроэнергетики должен обеспечить оперативный персонал информацией, в том числе телеметрической, необходимой ему при осуществлении функций технологического управления (ведения), а также возможность ведения им оперативных переговоров.

Функции, связанные с технологическим управлением (ведением), должны осуществляться оперативным персоналом с пунктов управления, оборудованных средствами АСУ, системами связи для передачи телеметрической информации о технологических режимах работы и эксплуатационном состоянии ЛЭП, оборудования и устройств, а также системами телефонной связи для оперативных переговоров в соответствии с пунктами 46 - 56 Правил.

АСТУ должна обеспечивать возможность вывода отображения информации с использованием средств коллективного отображения, создание и использование электронного оперативного журнала, отображение информации о проводимых ремонтных работах, контроль выхода параметров режимов работы ЛЭП и оборудования и их выхода за установленные пределы, а также информации о срабатывании устройств РЗА и технологических защит в объеме, определенном владельцем объекта электроэнергетики.

133. При организации и осуществлении оперативно-технологического управления владельцы объектов электроэнергетики должны обеспечить соответствие реализуемых

средствами АСТУ систем требованиям, установленным пунктом 46 Правил, и обеспечивать обмен технологической информацией в соответствии с указанными требованиями.

IX. Требования к эксплуатации гидротехнических сооружений электростанций

134. Требования, предусмотренные настоящей главой Правил, главами IX.II - IX.IV Правил, если не указано иное, распространяются на гидротехнические сооружения (далее - ГТС), обеспечивающие надежность и безопасность функционирования ГЭС, гидроаккумулирующих электростанций (далее - ГАЭС), а также тепловых электростанций (далее - ТЭС), включая входящее в их состав основное и вспомогательное оборудование (за исключением ГТС золошлакоотвалов и золошлакоудаления) (далее совместно именуемые в настоящей главе Правил, главах IX.I - IX.IV Правил - электростанции).

135. Эксплуатация ГТС золошлакоотвалов и золошлакоудаления осуществляется в соответствии с требованиями, установленными законодательством о техническом регулировании и безопасности ГТС. При эксплуатации электростанций собственник или иной законный владелец электростанции (далее - владелец электростанции) должен обеспечить соблюдение показателей надежности и безопасности работы ГТС, установленных в соответствии с законодательством о техническом регулировании и законодательством о безопасности ГТС.

Организацию ремонтов и технического обслуживания ГТС должен осуществлять собственник или иной законный владелец ГТС (далее - владелец ГТС) в соответствии с Правилами ТОиР.

136. Для обеспечения и максимального использования установленной мощности ГЭС, ГАЭС собственник или иной законный владелец электростанции должен осуществлять разработку производственных (местных) инструкций, устанавливающих:

порядок удаления наносов от порогов водоприемных сооружений, расположенных на реках с высокой концентрацией твердого стока;

периодичность, допустимые значения и порядок контроля вибрации затворов (в случае если указанные требования установлены в документации организации - изготовителя оборудования);

порядок сброса шуги, пропуска шуги через гидротурбины, включения системы обогрева и устройств для очистки решеток от льда;

порядок пропуска воды через водосбросные сооружения;

условия и порядок использования водопропускных сооружений, принадлежащих иному лицу, для целей пропуска расчетных максимальных расходов воды, определяемые на основании соглашения с таким лицом;

порядок согласования с владельцем электростанции установки водозаборных сооружений на принадлежащих указанному владельцу каналах, осветлителях, напорных бассейнах, бассейнах суточного регулирования и иных ГТС, предназначенных для транспортировки, регулирования, очистки воды.

137. При эксплуатации зданий электростанции владелец электростанции обязан обеспечить:

готовность к работе насосов откачки воды, поступающей в результате фильтрации или вследствие непредвиденных прорывов из водопроводящих трактов;

исправность вентиляционных установок, аварийного освещения, запасных выходов.

138. Наполнение и опорожнение водохранилищ должно проводиться в соответствии с правилами использования водных ресурсов водохранилища, утверждаемыми в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации <42> (далее - правила использования водных ресурсов водохранилища).

<42> Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, N 23, ст. 2381; 2022, N 18, ст. 3008.

Наполнение и опорожнение бассейнов, каналов, туннелей, напорных водоводов должно проводиться постепенно, со скоростями, исключающими появление недопустимых давлений, превышающих значения, определенные проектной документацией, за облицовкой сооружения, сползание откосов, возникновение вакуума и ударных явлений в водоводах.

139. При пропуске высоких половодий (паводков) превышение нормального подпорного уровня верхних бьефов (далее - НПУ) гидроузлов допускается только при полностью открытых затворах всех водосбросных и водопропускных отверстий и при работе ГЭС полной рабочей мощностью, сниженной на величину резерва автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности, размещенного в соответствии с требованиями Методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 октября 2018 г. N 882 <43>.

<43> Зарегистрирован Минюстом России 14 ноября 2018 г., регистрационный N 52676.

Временное превышение НПУ при неполном открытии водосбросных сооружений гидроузла допускается в случаях, если это предусмотрено производственными (местными) инструкциями по эксплуатации оборудования, и (или) проектной документацией на ГТС, и (или) правилами использования водных ресурсов водохранилища.

140. Для снижения негативного воздействия на основное оборудование ГЭС, обусловленного заилением водохранилища, при пропуске паводков владельцем электростанции должны поддерживаться минимально возможные уровни в пределах проектной призмы регулирования, если это не наносит ущерба другим потребителям водных ресурсов или иной режим не установлен правилами использования водных ресурсов водохранилища. Наполнение таких водохранилищ должно осуществляться в возможно более поздний срок на спаде паводка.

141. Для уменьшения заиления технологических водоемов (бассейнов, каналов, отстойников) и снижения негативного воздействия на основное оборудование ГЭС, ГАЭС владелец электростанции обязан:

поддерживать режимы работы водосбросных, водоспускных, водовыпускных сооружений, которые создают возможность максимального транзита поступающего твердого стока. Каналы в период поступления в них воды повышенной мутности должны работать в режиме, близком к постоянному, с возможно большим расходом воды;

промывать бьефы, пороги водоприемников, осветлять воду в отстойниках, применять берегоукрепительные и наносоудерживающие устройства или удалять наносы механическими средствами, проводить мероприятия по борьбе с наносами в каналах.

142. При эксплуатации напорных водоводов ГЭС, ГАЭС владельцем электростанции на основании проектной документации должны быть определены требования и обеспечен контроль:

нормальной работы опор, уплотнений деформационных швов и компенсационных устройств;

вибрации оболочки;

коррозии и абразивного износа;

допустимой величины раскрытия поверхностных трещин в бетоне сталебетонных и сталежелезобетонных водоводов (не более 0,5 мм, если иное не предусмотрено проектной документацией);

динамической устойчивости при всех эксплуатационных режимах работы.

Контроль за указанными показателями должен осуществляться в соответствии с требованиями законодательства о техническом регулировании и законодательства о безопасности ГТС.

Владельцем электростанции должна быть обеспечена готовность к действию автоматических защитных устройств, предусмотренных на случай разрыва водовода, а также работоспособность определенной проектной документацией защиты здания ГЭС, ГАЭС от затопления в случае повреждения (разрыва) водовода.

143. Владельцем электростанции должно быть обеспечено исправное состояние аэрационных устройств напорных водоводов ГЭС, ГАЭС, включая их системы обогрева. Проверка состояния, утепление аэрационных устройств в период отрицательных температур должно осуществляться в объеме и в сроки, предусмотренные проектной документацией или производственной (местной) инструкцией. Полное закрытие затворов, установленных на напорных водоводах, может проводиться при исправном состоянии аэрационных устройств, если иное не предусмотрено проектной документацией.

144. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ГЭС, ГАЭС ежегодно до наступления весеннего половодья, а в отдельных случаях также до летне-осеннего паводка комиссией, образованной владельцем электростанции, должен быть произведен осмотр и осуществлена проверка подготовки к половодью (паводку) основного и вспомогательного оборудования ГЭС, ГАЭС, всех ГТС, их механического оборудования, подъемных устройств. После прохождения половодья (паводка) образованная владельцем электростанции комиссия должна осуществить осмотр и проверку состояния основного и

вспомогательного оборудования ГЭС, ГАЭС, всех ГТС, их механического оборудования, подъемных устройств.

IX.I. Требования к эксплуатации механического оборудования ГТС

145. Механическое оборудование ГТС (затворы, решетки, подъемные механизмы и иное оборудование), средства его дистанционного или автоматического управления и сигнализации, а также подъемные и транспортные устройства общего назначения должны находиться в исправном состоянии и быть готовы к работе. Затворы водосбросных сооружений и пазовые конструкции должны быть подготовлены к работе перед прохождением паводка. Выявленные повреждения должны быть устранены в рамках проведения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонтов механического оборудования ГТС.

146. Техническое обслуживание и ремонт механического оборудования ГТС должны осуществляться в соответствии с Правилами ТОиР.

147. В целях обеспечения надежности и безопасности механического оборудования ГТС ГЭС, ГАЭС владельцем электростанции должен быть организован периодический осмотр и проверка механического оборудования ГТС в соответствии с утвержденным техническим руководителем графиком. По результатам проведенной проверки и осмотра владелец электростанции должен определить необходимость выполнения инструментального обследования механического оборудования.

Порядок и сроки проведения инструментальных обследований определяются в соответствии с законодательством о техническом регулировании и законодательством о безопасности ГТС.

148. Основные затворы должны быть оборудованы указателями положения затворов.

При маневрировании затворами их движение должно происходить беспрепятственно, без рывков.

В части несущих элементов металлоконструкций затвора должна быть обеспечена полная водонепроницаемость.

Величина протечек по периметру (секции) уплотнения не должна превышать 0,2 литра на погонный метр в секунду.

Нахождение затворов в положениях, при которых появляется повышенная вибрация затворов или конструкций ГТС, свыше периода, определенного технической документацией, не допускается.

149. Для обеспечения работы ГЭС, ГАЭС при минусовых температурах владельцем электростанции должны быть обеспечены утепление или обогрев пазов, опорных устройств и пролетных строений затворов, сороудерживающих решеток, предназначенных в соответствии с проектной документацией для маневрирования в зимних условиях.

150. Сороудерживающие конструкции (решетки, сетки, запани) должны очищаться от сора (при его наличии). Эксплуатация сороудерживающих решеток при перепаде уровней,

превышающем расчетный уровень в соответствии с проектной документацией или установленный в производственных (местных) инструкциях при отсутствии таких значений в проектной документации, не допускается. Очистка сороудерживающих решеток должна проводиться методом и средствами, предусмотренными проектной документацией. Останов гидроагрегатов, включенных в перечень объектов диспетчеризации, для чистки решеток от сора должен проводиться на основании диспетчерской заявки, поданной владельцем электростанции и разрешенной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

151. В процессе эксплуатации механического оборудования владелец электростанции должен проводить мероприятия по защите их от коррозии.

IX.II. Требования к эксплуатации ГТС в морозный период

152. До наступления минусовой температуры наружного воздуха и появления льда владельцем электростанции должны быть очищены от сора и топляков водоприемные устройства и водоподводящие каналы, решетки и пазы затворов, а также подготовлены к работе устройства для обогрева решеток и пазов затворов, а также средства майнообразования в случае, если наличие соответствующих устройств, средств предусмотрено требованиями проектной документации.

В дополнение к действиям, перечисленным в абзаце первом настоящего пункта Правил владелец электростанции также должен провести проверку и ремонт шугосбросов и шугоотстойников, а также проверку шугосигнализаторов и микротермометров в случае, если их наличие предусмотрено проектной документацией.

153. Вдоль затворов, не рассчитанных на давление сплошного ледяного поля, должны быть проведены мероприятия по снижению нагрузки ото льда, в том числе при наличии технической возможности устроена полынья, поддерживаемая в свободном ото льда состоянии в течение зимы.

154. Для борьбы с шугой в подпорных бьефах и водохранилищах на реках с устойчивым ледяным покровом владельцем ГЭС должны проводиться мероприятия, способствующие быстрому образованию льда: поддержание постоянного уровня воды на возможно более высоких отметках и постоянного забора воды ГЭС при возможно меньшем расходе через гидроагрегаты и насосы. Если по результатам проведения указанных мероприятий шуга сохраняется, по решению технического руководителя ГЭС осуществляется полный останов ГЭС.

155. На реках, где не образуется ледяной покров, шуга должна пропускаться через турбины ГЭС (за исключением ковшовых), а в случае невозможности - через шугосбросы. Порядок сброса шуги должен быть определен производственной (местной) инструкцией.

156. Режим работы каналов ГЭС в период шугохода должен обеспечивать непрерывное течение воды без образования заторов, полностью перекрывающих живое сечение каналов.

В зависимости от местных условий режим канала должен либо обеспечивать транзит шуги вдоль всей трассы либо одновременно допускать ее частичное аккумулирование. Допускается накапливание шуги в отстойниках (с последующим промывом) и в бассейнах суточного регулирования.

При подготовке каналов к эксплуатации в шуготранзитном режиме владельцем

электростанции должны быть удалены устройства, стесняющие течение (решетки, запани).

157. Перед ледоставом и в период ледостава для ГЭС, на которых возможно шугообразование, владельцем электростанции должны быть организованы систематические (не реже одного раза в сутки) измерения температуры воды на участках водозаборов для обнаружения признаков ее переохлаждения. Порядок включения системы обогрева и устройств для очистки решеток от льда должен определяться производственной (местной) инструкцией.

158. Если принятые меры (обогрев, очистка) не предотвращают забивания решеток шугой и появления опасных перепадов напора на них, владельцем электростанции должен быть произведен поочередный останов турбин (или насосов) для очистки решеток.

При этом владельцем электростанции должны быть приняты меры, обеспечивающие бесперебойную работу системы технического водоснабжения.

IX.III. Требования к эксплуатации водного хозяйства электростанций, гидрологическому и метеорологическому обеспечению и управлению водным режимом

159. Владелец электростанции должен обеспечить работу электростанции с использованием всего мощностного регулировочного диапазона при наличии для этого водных ресурсов, если иной режим не установлен правилами использования водных ресурсов водохранилища.

При эксплуатации гидроузла управление водным режимом должно осуществляться с соблюдением параметров водного режима, устанавливаемых:

правилами использования водных ресурсов водохранилища;

решениями федерального органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации на управление режимом сработки и наполнения водохранилищ, с учетом правил использования водных ресурсов водохранилища, складывающейся гидрометеорологической обстановки и схемно-режимных условий энергосистемы.

Владелец электростанции должен обеспечить регулирование режимов работы гидроузлов и контроль соответствия уровней в верхнем и нижнем бьефах гидроузлов, установленных согласно абзацам третьему и четвертому настоящего пункта Правил, без учета сгонно-нагонных ветровых явлений.

160. При предотвращении развития и ликвидации аварий в энергосистеме владелец электростанции должен обеспечить изменение режима работы ГЭС, ГАЭС от действия средств автоматического противоаварийного управления или по команде диспетчера субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с последующим восстановлением параметров водного режима, установленных в соответствии с требованиями пункта 159 Правил.

161. По решению владельца электростанции, согласованному с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, функции по управлению водным режимом группы ГЭС могут выполняться работником из числа оперативного персонала (далее - начальник смены каскада ГЭС), в случае соответствия таких ГЭС одному из следующих условий:

электростанции работают в составе каскада гидроузлов или водохозяйственной системы и имеют общий искусственный водный тракт;

электростанции входят в состав одного гидроузла;

электростанции работают в составе каскада гидроузлов, при этом одна из ГЭС имеет контррегулирующее водохранилище, предназначенное для перераспределения и выравнивания во времени поступающих в него расходов воды второй (вышележащей) ГЭС, обеспечивающее регулирование стока не выше суточного, при времени добегания воды между указанными ГЭС менее 24 часов.

Осуществление указанных в абзаце первом настоящего пункта Правил функций в отношении такой группы ГЭС допускается при выполнении следующих требований:

оснащение рабочего места начальника смены каскада ГЭС каналами связи для передачи телеметрической информации и ведения оперативных переговоров с оперативным персоналом каждой из указанных ГЭС;

обеспечение круглосуточного дежурства на рабочем месте начальника смены каскада ГЭС.

162. Для каждой ГЭС, ГАЭС ее владельцем должна быть разработана инструкция по ведению водно-энергетического режима, в том числе определяющая:

условия пропуска воды через водосбросные сооружения, учитывающие исключение повреждений сооружений, размыв дна за ними, влияющий на устойчивость сооружений;

скорость изменения расхода воды, уровней в нижнем и верхних бьефах (в случае наличия ограничений) с учетом безопасности ГТС, условий обеспечения защиты от наводнений населения и объектов экономики в нижнем бьефе гидроузла, установленных правилами использования водных ресурсов водохранилища;

порядок расчета основных параметров режима работы гидроузла с учетом заданного диспетчерского графика работы генерирующего оборудования электростанции и исходных данных, необходимых для проведения указанного расчета;

порядок маневрирования затворов водосбросных и водопропускных сооружений;

порядок информирования органов исполнительной власти субъекта Российской Федерации и органов местного самоуправления в период прохождения паводков и половодья.

163. Скорость изменения расхода воды через гидротурбины должна определяться в соответствии с расходными характеристиками гидротурбин с учетом диспетчерского графика, задаваемого субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Предупреждение об изменении расхода не дается, если иное не предусмотрено условиями эксплуатации ГЭС.

164. При эксплуатации ГЭС (кроме ГЭС, не имеющих регулирующих водохранилищ) ее владелец должен обеспечить получение от организаций, уполномоченных на ведение деятельности в области гидрометеорологии:

прогнозов притока, включая краткосрочные (до 15 суток), среднесрочные (до 30 суток) и на период половодья;

данных гидрометеорологических наблюдений, позволяющих определять фактические параметры водного режима (приточный расход, уровень верхнего бьефа, уровень нижнего бьефа, сгонно-нагонные ветровые явления).

В случае отсутствия указанной информации порядок ее замещения должен быть определен владельцем электростанции в производственной (местной) инструкции.

IX.IV. Требования к эксплуатации гидротурбинных установок

165. Эксплуатация гидротурбин должна осуществляться в режимах и нагрузках, исключающих отклонение от допустимых параметров, заданных организацией-изготовителем и натурными испытаниями.

166. Длительная работа гидроагрегата при повышенных уровнях вибрации не допускается. Период работы гидроагрегата при повышенной вибрации определяется технической документацией.

Размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора, если на них расположены направляющие подшипники, в зависимости от частоты вращения ротора гидроагрегата не должен превышать значений, указанных в таблице 1 приложения N 2 к Правилам.

Размах вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса или грузонесущей крестовины генератора в зависимости от частоты вибрации не должен превышать значений, указанных в таблице 2 приложения N 2 к Правилам.

Указанные в приложении N 2 к Правилам значения вибрации должны применяться в случаях, если иные значения не установлены документацией организаций - изготовителей гидротурбины, гидрогенератора.

Биение вала гидроагрегата должно не превышать значений, предусмотренных в производственной (местной) инструкции и установленных организациями - изготовителями гидротурбины и гидрогенератора.

Периодичность и объем проверки вибрационного состояния гидроагрегата должны устанавливаться в соответствии с производственными (местными) инструкциями.

167. Система управления и защиты гидротурбины должна обеспечивать предусмотренную проектной документацией работу агрегата в заданных режимах и нагрузках, а также остановку агрегата с возможностью ввода корректировок по ограничению открытия направляющего аппарата от напора и уровня нижнего бьефа. Для испытаний и пусконаладочных работ регулятор скорости гидротурбины должен предусматривать возможность управления в ручном режиме.

В производственных (местных) инструкциях на основании документации организации-изготовителя должны быть предусмотрены случаи, требующие:

незамедлительной остановки (отключения) гидроагрегата действием защит или персоналом в сроки, определенные технической документацией и/или местными инструкциями;

разгрузки и последующей остановки (отключения) гидроагрегата по согласованию с техническим руководителем.

В случаях аварийного останова от действия защит повторный пуск гидроагрегата допускается после выяснения причин действия защиты, полного осмотра оборудования, устранения всех выявленных дефектов и замечаний и с разрешения технического руководителя ГЭС.

168. Комбинаторная зависимость поворотно-лопастных гидротурбин должна быть настроена в соответствии с документацией организации-изготовителя и уточняться при натурных испытаниях.

При работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора уровень воды в камере рабочего колеса гидротурбины должен быть ниже отметки низа рабочего колеса и не превышать установленного проектом значения.

Включение системы охлаждения лабиринтных уплотнений, если ее наличие предусмотрено требованиями проектной документации, радиально-осевых и диагональных гидротурбин при переводе в режим синхронного компенсатора должно быть автоматизировано.

На ГЭС, ГАЭС, имеющих предтурбинные затворы, при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора предтурбинный затвор должен быть закрыт.

Поддержание уровня воды под рабочим колесом подкачкой сжатого воздуха должно производиться автоматически.

169. Система регулирования гидротурбины, за исключением гидротурбин ГЭС, ГАЭС установленной мощностью 5 МВт и ниже и классом напряжения 6 кВ и ниже, оснащенных пуско-останавливающими устройствами, должна обеспечивать:

автоматический пуск и останов;

поддержание номинальной частоты вращения на холостом ходу и под нагрузкой;

автоматическое изменение ограничения максимального открытия направляющего аппарата по мощности при изменении напора;

автоматическое и ручное изменение комбинаторной зависимости по напору (для поворотно-лопастных гидротурбин).

170. На каждой ГЭС, ГАЭС владельцем электростанции должны быть разработаны и утверждены производственные (местные) инструкции по эксплуатации гидротурбин при нормальной и аварийной ситуациях.

171. Работа регулятора скорости и параметры настройки системы регулирования должны проверяться после проведения ремонта узлов системы регулирования. Периодичность и объем проверки работы регулятора скорости и параметров настройки системы регулирования в

межремонтный период должны определяться в производственной (местной) инструкции.

172. Для каждого гидроагрегата должно быть определено и организовано в установленные производственной (местной) инструкцией сроки проведение периодического контроля минимального времени прохождения следующих процессов:

закрытия направляющего аппарата гидротурбины до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;

открытия направляющего аппарата гидротурбины при наборе нагрузки с максимальной скоростью;

разворота и свертывания лопастей рабочего колеса поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин;

закрытия и открытия регулирующей иглы и отклонителей струи ковшовой гидротурбины;

закрытия направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия;

закрытия и открытия предтурбинных затворов, а также аварийно-ремонтных затворов на водоприемнике;

закрытия холостого выпуска гидротурбины.

С периодичностью, установленной производственной (местной) инструкцией, должна проверяться работоспособность систем регулирования.

173. Для каждой гидротурбины технической документацией организаций-изготовителей или производственной (местной) инструкцией должны быть установлены допустимые значения вибрации, реализуемые в комплексе виброконтроля и защит гидротурбины в случае, если установка указанных комплексов защит предусмотрена Методическими указаниями по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, утвержденными приказом Минэнерго России от 16 августа 2019 г. N 857 <44>, или проектной документацией.

<44> Зарегистрирован Минюстом России 21 апреля 2020 г., регистрационный N 58155.

174. Подшипники турбин со смазкой водой должны быть оборудованы предупредительными и аварийными сигналами по давлению и расходу воды.

Подшипники турбин со смазкой маслом должны быть оборудованы предупредительными и аварийными сигналами по температурам сегментов, горячего и холодного масла в случае, если это предусмотрено требованиями документации организации-изготовителя, минимального и максимального уровня масла в ванне в соответствии с требованиями конструкторской документации.

175. Гидротурбины должны работать при полностью открытых затворах, установленных на турбинных водоводах. Максимальное открытие направляющего аппарата гидротурбины должно быть ограничено значением, соответствующим максимально допустимой нагрузке генератора

(генератора-двигателя) при таком напоре и высоте отсасывания.

176. Предельное открытие направляющего аппарата насос-турбины, работающей в насосном режиме при минимальном напоре и допустимой высоте отсасывания, должно быть не выше значения, соответствующего максимальной мощности генератора-двигателя в двигательном режиме.

Открытие направляющего аппарата насос-турбины, работающей в насосном режиме, должно обеспечивать работу насос-турбины с максимально возможным коэффициентом полезного действия для заданной нагрузки и действующего напора, а также минимальный уровень вибрации.

177. Пуск насос-турбины в насосный режим должен осуществляться при полностью закрытом направляющем аппарате или закрытом предтурбинном затворе.

178. Измерительные приборы контроля параметров работы обратимых гидроагрегатов должны обеспечивать контроль параметров во всех режимах работы без дополнительных переключений.

X. Требования к техническому водоснабжению объектов электроэнергетики

179. Для регулирования давления в системе водоснабжения объектов электроэнергетики должны применяться регуляторы давления или дроссельные устройства, если иное не предусмотрено проектной документацией. Регулирование давления в системе частичным открытием задвижек запрещается.

180. Арматура, установленная на трубопроводах, должна использоваться в соответствии с ее функциональным назначением.

181. На ГЭС контроль должен осуществляться за:

расходом и давлением воды в маслоохладителях подпятника и подшипников генератора и турбины;

расходом воды в направляющем подшипнике гидротурбины;

расходом и давлением воды на уплотнение вала гидротурбины;

перепадом давления на фильтрах грубой и тонкой очистки.

182. В схемах охлаждения трансформаторов и теплообменных аппаратов, заполненных маслом, должно быть обеспечено проведение периодического контроля за давлением масла. Давление воды должно быть ниже давления масла не менее чем на 0,1 кг/см^2.

183. После ремонтов с разборкой системы технического водоснабжения должны быть проведены осмотры и гидравлические испытания в соответствии с требованиями организации-изготовителя или производственной (местной) инструкции.

184. При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечены:

бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества;

предотвращение загрязнений конденсаторов турбин и систем технического водоснабжения.

185. В случае накипеобразующей способности охлаждающей воды эксплуатационный персонал объекта электроэнергетики должен выполнять мероприятия, предусмотренные производственной (местной) инструкцией.

186. Работа оборудования и гидроохладителей системы технического водоснабжения должна обеспечивать выполнение положений пункта 184 Правил.

187. При прямоточном, комбинированном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями владельцем объекта электроэнергетики должны быть определены и реализованы мероприятия по исключению шугообразования.

188. Оптимальные режимы работы гидроохладителей, водозаборных и сбросных сооружений должны быть выбраны в соответствии с режимными картами, разработанными для конкретных метеорологических условий и конденсационных нагрузок электростанций.

189. Осмотр основных конструкций градирен (элементов башни, противообледенительного тамбура, водоуловителя, оросителя, водораспределительного устройства и вентиляционного оборудования) и брызгальных устройств должен проводиться ежегодно в весенний и осенний периоды. Обнаруженные дефекты должны быть устранены в период ремонта в соответствии с графиком ремонта.

190. Водораспределительные системы градирен и брызгальных бассейнов должны промываться в соответствии с производственной (местной) инструкцией, учитывающей качество воды.

191. Осмотр решеток и сеток должен осуществляться в соответствии с производственной (местной) инструкцией, учитывающей контроль перепада давления воды.

192. В случае увлажнения и обледенения прилегающей территории и зданий при эксплуатации градирен в зимний период градирни должны быть оборудованы водоулавливающими устройствами.

В осенне-зимний период во избежание увлажнения и обледенения расположенного вблизи градирен оборудования, конструктивных элементов и территории должны быть приняты меры по изменению режима работы брызгальных устройств в соответствии с производственной (местной) инструкцией.

При кратковременном отключении градирни или брызгального устройства в зимний период должна быть обеспечена циркуляция теплой воды в бассейне для предотвращения образования в нем льда.

193. В случае временного вывода из эксплуатации градирен с горючими элементами конструкций должны быть приняты меры противопожарной безопасности.

XI. Общие требования к эксплуатации тепломеханического

оборудования электростанций

194. Техническое состояние механизмов и оборудования электростанций должно обеспечивать их проектную производительность и готовность к работе.

195. Резервные механизмы и оборудование должны работать поочередно в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем.

196. Проверка срабатывания устройств АВР должна проводиться по программе (в соответствии с производственной (местной) инструкцией) и графику, утвержденным техническим руководителем.

197. Производство ремонтных и наладочных работ в цепях включенных защит на работающем оборудовании не допускается.

198. Перед пуском оборудования после ремонта должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств релейной и технологической защиты, блокировок, средств телемеханики и связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

199. Перед пуском оборудования после нахождения его в резерве более трех суток должны быть проверены:

работоспособность КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств телемеханики и связи;

прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства;

исправность и готовность к включению тех устройств и оборудования, на которых за время простоя проводились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

При неисправности защитных блокировок и устройств защиты, действующих на останов оборудования, пуск его не допускается.

200. Вывод из работы технологических защит не допускается, за исключением следующих случаев:

при работе оборудования в переходных режимах в случае, если необходимость отключения технологической защиты определена производственной (местной) инструкцией по эксплуатации основного оборудования;

для периодического опробования, если оно проводится на действующем оборудовании;

при неисправности технологической защиты.

В случае, указанном в абзаце втором настоящего пункта, отключение технологической защиты должно проводиться по распоряжению начальника смены электростанции и оформляться записью в оперативной документации.

В случае, указанном в абзаце четвертом настоящего пункта, отключение технологической защиты должно проводиться по распоряжению начальника смены электростанции и оформляться записью в оперативной документации с обязательным уведомлением технического руководителя.

201. Объем включенного вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации на работающем оборудовании должен обеспечивать возможность достижения номинальной мощности (производительности) генерирующего оборудования (за исключением случаев наличия ограничений мощности).

202. Пуск основного генерирующего оборудования должен быть организован под руководством ответственного за проведение данного пуска лица в соответствии с порядком, установленным техническим руководителем.

203. В зимний период на оборудовании, находящемся в резерве или ремонте, должно осуществляться наблюдение за температурой воздуха.

Порядок эксплуатации оборудования при отрицательной температуре наружного воздуха должен быть определен производственной (местной) инструкцией.

204. При эксплуатации генерирующего оборудования должны быть обеспечены:

надежность и безопасность работы основного и вспомогательного оборудования;

готовность к несению электрической и тепловой нагрузки в пределах регулировочного диапазона;

поддержание параметров маневренности генерирующего оборудования, в том числе скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования и продолжительности пуска из различных тепловых состояний.

204(1). Владелец ТЭС, для которой создаются запасы резервного (аварийного) топлива, обязан обеспечить постоянную готовность к переводу топливоиспользующего оборудования на сжигание резервного (аварийного) вида топлива и перевод топливоиспользующего оборудования на сжигание указанного вида топлива в случае отсутствия или ограничения использования основного вида топлива. При отсутствии возможности выполнения заданного графика нагрузки на основном виде топлива оперативному персоналу допускается не осуществлять перевод на сжигание резервного (аварийного) вида топлива при согласовании с диспетчерским персоналом диспетчерского центра, к объектам диспетчеризации которого относится оборудование электростанции, снижения нагрузки электростанции с последующим оформлением диспетчерской заявки.
(п. 204(1) введен Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

205. При эксплуатации топливно-транспортного хозяйства электростанций в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования глав XII - XVI Правил.

При эксплуатации оборудования электростанций, работающего под избыточным давлением,

в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования главы XVII Правил.

При эксплуатации турбинных и газопоршневых установок в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования глав XVIII - XX Правил.

При эксплуатации блочных установок ТЭС в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования главы XXI Правил.

При эксплуатации оборудования и систем водоподготовки и водно-химического режима ТЭС в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования глав XXII - XXVI Правил.

При эксплуатации станционных теплофикационных установок в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования главы XXVII Правил.

При эксплуатации систем управления технологическими процессами ТЭС в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой и главой VII Правил, должны соблюдаться требования главы XXVIII Правил.

При эксплуатации оборудования и систем золоулавливания и золоудаления ТЭС в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования главы XXIX Правил.

XII. Требования к эксплуатации топливно-транспортного хозяйства

206. При эксплуатации топливно-транспортного хозяйства должны быть обеспечены:

доставка топлива на объект электроэнергетики;

надежность и безопасность работы систем топливоподготовки и топливоподачи;

приемка топлива от поставщиков и контроль его количества и качества;

складирование доставленного топлива;

создание и поддержание нормативных запасов топлива в соответствии с Порядком создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон, утвержденным приказом Минэнерго России от 27 ноября 2020 г. N 1062 <45>;

<45> Зарегистрирован Минюстом России 30 марта 2021 г., регистрационный N 62920.

хранение и использование запаса топлива в порядке, установленном техническим руководителем;

бесперебойная подготовка и подача топлива к месту его использования.

207. Система учета топлива должна обеспечивать определение количества и качества поступающего на склад и подаваемого в топливоиспользующие установки топлива в соответствии с проектной документацией.

208. При эксплуатации топливно-транспортного хозяйства электростанций в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования глав XIII - XVI Правил.

XIII. Требования к эксплуатации хозяйства твердого топлива

209. Хранение топлива на складе должно быть организовано в соответствии с проектной документацией и разработанной на ее основе производственной (местной) инструкцией по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций, учитывающей параметры склада и характеристики принимаемых на склад топлив.

210. Механизмы и оборудование топливных складов должны обеспечивать их проектную производительность.

211. При переводе электростанции на сезонное сжигание газообразного или жидкого топлива одна нитка подачи твердого топлива должна быть в постоянной готовности к работе.

212. Работа оборудования и устройств топливоподачи при отсутствии или неисправном состоянии предупредительной сигнализации, необходимых ограждающих и тормозных устройств не допускается.

213. Эксплуатация тракта топливоподачи при неработающих аспирационных устройствах, средствах пылеподавления запрещается.

На работающем конвейере металлоуловители должны быть постоянно включены и сблокированы с ним. Эксплуатация конвейера топливоподачи при неработающей системе металлоулавливания запрещается.

Владельцем объекта электроэнергетики должны быть приняты меры, направленные на исключение зависания топлива в бункерах и течках.

214. Эксплуатация транспортеров с выведенной или неисправной блокировкой, аспирационными устройствами и средствами пылеподавления не допускается.

215. Запыленность и загазованность воздуха (содержание монооксида углерода) в помещениях системы топливоподачи должны контролироваться по графику, утвержденному техническим руководителем.

В производственных помещениях должна соблюдаться чистота. График уборки производственных помещений должен быть утвержден техническим руководителем.

Гидроуборку при температуре в помещениях ниже 5 °C, а также при нарушенной герметической заделке облицовки и швов внутренних помещений проводить не разрешается.

216. При соединении и ремонте конвейерных лент применение деталей и материалов, дающих искрение, не допускается.

XIV. Требования к эксплуатации хозяйства жидкого топлива

217. При эксплуатации хозяйства жидкого топлива должна обеспечиваться бесперебойная подача подогретого и профильтрованного топлива с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок котлов и газотурбинных установок (далее - ГТУ).

При хранении и подаче на сжигание жидкого топлива не должно быть допущено его обводнения.

Слив топлива должен проводиться по утвержденной техническим руководителем инструкции.

218. У владельца объекта электроэнергетики должны быть в наличии технические паспорта на трубопроводы жидкого топлива и их паровые спутники.

219. Мазут из сливных лотков после окончания слива цистерн должен быть спущен полностью. Лотки, гидрозатворы, шандоры и фильтры, установленные перед приемными емкостями, должны очищаться по мере загрязнения.

220. На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей работу перекачивающих насосов.

Мазут в резервуарах, из которых осуществляется подача на форсунки котлов, должен подогреваться. В системе трубопроводов жидкого топлива, по которым подается мазут на форсунки котлов, должна осуществляться рециркуляция мазута для обеспечения возможности его быстрого использования.

Температура мазута в приемных емкостях и резервуарах хранения топлива не должна быть выше 90 °C.

На приемные емкости и резервуары для хранения жидкого топлива должны быть составлены градуировочные таблицы, которые должны утверждаться техническим руководителем.

221. Наружный осмотр мазутопроводов и арматуры, в том числе в котельном отделении, должен проводиться по утвержденному графику, но не реже 1 раза в год.

222. Резервные насосы, подогреватели и фильтры должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску.

Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны проводиться по графику, но не реже 1 раза в месяц. Проверка срабатывания устройств АВР должна проводиться не реже 1 раза в квартал по программе и графику, утвержденным техническим руководителем.

223. При выводе в ремонт топливопроводы или оборудование должны быть отключены от работающего оборудования, сдренированы и в случае производства внутренних и (или) огневых работ пропарены и заглушены.

На отключенных участках топливопроводов паровые или другие спутники должны быть

отключены.

Перед включением в работу мазутного резервуара с мазутом, хранящимся свыше 6 месяцев, из придонного слоя (до 0,5 м) должна быть отобрана проба мазута для анализа на влажность и приняты меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды в мазутопроводы в соответствии с производственной (местной) инструкцией.

224. По утвержденному техническим руководителем графику, но не реже 1 раза в неделю должны проверяться:

действие сигнализации предельного повышения и понижения температуры топлива, подаваемого на сжигание;

действие сигнализации понижения давления топлива, подаваемого на сжигание;

правильность показаний выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров и приборов для измерения температуры топлива в резервуарах и приемных емкостях.

XV. Требования к приему, хранению и подготовке к сжиганию жидкого топлива ГТУ

225. Приемка на склад, подготовка к сжиганию вида жидкого топлива, не указанного в проектной документации, должна осуществляться в соответствии с утвержденной техническим руководителем программой.

Использование жидких топлив с температурой вспышки ниже 45 °С, с вязкостью выше 16 °ВУ (118 мм^2/с) при температуре 80 °С допускается только при наличии проектного обоснования или на основании документации организации - изготовителя ГТУ.

226. Слив топлива должен быть организован закрытым способом. Сливные устройства, их антикоррозионные покрытия, паровые спутники, арматура должны быть в исправном состоянии, чтобы не допускать загрязнения топлива и его застывания.

Минимальная и максимальная температура жидкого топлива в резервуарах должна быть указана в производственных (местных) инструкциях.

227. После монтажа или ремонта трубопроводы жидкого топлива должны продуваться паром или сжатым воздухом и подвергаться химической промывке и пассивации с последующей промывкой газотурбинным топливом в количестве, соответствующем трехкратной вместимости системы.

228. Периодичность контроля качества топлива и присадки при хранении и подаче топлива на сжигание, места отбора проб и определяемые показатели качества должны быть установлены производственной (местной) инструкцией с учетом проектных решений.

229. Эксплуатация газового хозяйства объекта электроэнергетики должна быть организована в соответствии с положениями федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", утвержденных приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. N 531 <46>, в части требований безопасности, относящихся к газораспределению и газопотреблению (далее -

Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления).

<46> Зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2020 г., регистрационный N 61962.

XVI. Требования к эксплуатации пылеприготовительных установок

230. При эксплуатации пылеприготовительных установок должна быть обеспечена бесперебойная подача к горелкам котла угольной пыли требуемой тонины помола и влажности в количестве, соответствующем нагрузке котла.

Система пылеприготовления должна обеспечивать работу котла в соответствии с его режимной картой.

Режимная карта котла должна составляться после пуска новой системы пылеприготовления и пересматриваться после реконструкции (модернизации), а также после проведения капитального ремонта.

231. Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной пылеприготовительной установки, а также после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) ее оборудование должно быть осмотрено, проверена исправность КИП, устройств дистанционного управления, защиты, сигнализации, блокировок и автоматики.

Пуск и эксплуатация установок с неисправными системами сигнализации, защит и блокировок не допускаются.

Открытие люков и лазов, а также внутренний осмотр установки должны выполняться с соблюдением мер безопасности, предусматриваемых производственной (местной) инструкцией.

Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной установки независимо от вида размалываемого топлива для выявления возможных мест отложений пыли и их устранения должен быть проведен внутренний осмотр установки с вскрытием люков и лазов.

Контрольный внутренний осмотр вновь смонтированной или реконструированной установки с составлением акта должен быть проведен не позднее чем через 200 часов работы системы пылеприготовления специальной комиссией, назначаемой техническим руководителем.

232. При эксплуатации пылеприготовительных установок:

должны быть включены и находиться в исправном состоянии измерительные приборы, регуляторы, устройства сигнализации, технологические защиты и блокировки, предусмотренные проектной документацией;

должен осуществляться контроль за тонкостью пыли в соответствии с производственной (местной) инструкцией.

233. При эксплуатации пылеприготовительных установок должен быть организован контроль за следующими процессами, показателями и оборудованием:

бесперебойным поступлением топлива в мельницы;

уровнями в бункерах сырого угля и пыли для предотвращения снижения или увеличения уровня по сравнению с предельными значениями, указанными в производственной (местной) инструкции;

температурой сушильного агента и пылегазовоздушной смеси на выходе из подсушивающих и размольных установок для предотвращения ее повышения сверх значений, указанных в таблицах 1 и 2 приложения N 3 к Правилам.

234. При повышении температуры сушильного агента и пылегазовоздушной смеси до значений, указанных в таблицах 1 и 2 приложения N 3 к Правилам, должны приниматься меры по ее экстренному снижению, а при превышении этих значений на 10 °C система пылеприготовления должна быть незамедлительно остановлена и включены системы паро- и водотушения.

235. Контроль и устранение присосов воздуха в пылеприготовительных установках должны быть организованы по графику, утвержденному техническим руководителем, но не реже одного раза в месяц, а также перед выводом в капитальные и средние ремонты.

Присосы воздуха в пылеприготовительной установке должны быть не выше значений, приведенных в приложении N 4 к Правилам и выраженных в процентах от расхода сухого сушильного агента на входе в установку без учета испаренной влаги из топлива.

В системах с прямым вдуванием пыли при воздушной сушке определение значений присосов не требуется, а плотность установки должна проверяться путем подачи воздуха.

236. В разомкнутых пылеприготовительных (сушильных) установках должно контролироваться состояние устройств для очистки отработавшего сушильного вентилирующего агента, аэродинамические сопротивления циклонов, фильтров, скрубберов согласно графику, утвержденному техническим руководителем.

Эффективность очистки от пыли отработавшего сушильного агента должна проверяться не реже двух раз в год, а также перед выводом в капитальный ремонт или на реконструкцию.

237. Для предупреждения слеживания пыли в бункерах пыль должна периодически срабатываться до минимального уровня. Периодичность срабатывания должна быть установлена производственной (местной) инструкцией. В зависимости от способности пыли к слеживанию и самовозгоранию должен быть установлен предельный срок ее хранения в бункерах.

При каждом останове систем пылеприготовления на срок, превышающий предельный срок хранения пыли в бункерах, при переходе электростанции на сжигание газа или мазута на установленный технической документацией период, а также перед капитальным ремонтом котла пыль должна быть полностью сработана в топку работающего котла, бункера осмотрены и очищены.

Подавать пыль в топку неработающего котла не допускается.

Шнеки и другие устройства для транспортирования пыли перед остановом должны быть освобождены от находящейся в них пыли путем спуска ее в бункера.

238. В производственной (местной) инструкции по эксплуатации систем пылеприготовления должны быть определены меры по исключению зависания и самовозгорания бункера сырого топлива, в том числе срабатыванием до минимального уровня в сроки и с периодичностью, установленных графиком, утвержденным техническим руководителем.

При переходе на сжигание газа и мазута на установленный технической документацией период бункера котла должны быть полностью опорожнены.

239. Для поддержания установленной шаровой загрузки в барабанных мельницах должна быть организована регулярная добавка шаров в соответствии с требованиями, установленными документацией организации-изготовителя. При отсутствии указанных требований должна быть организована добавка шаров диаметром 40 мм, прошедших термическую обработку, с твердостью по методу измерения Бринелля не ниже 400 hardness Brinell (далее - HB). Периодичность добавки шаров должна обеспечивать фактическую шаровую загрузку не менее 95% от проектного значения. Во время ремонта при сортировке шары диаметром менее 15 мм должны быть удалены.

240. В помещениях пылеприготовительных установок с периодичностью, установленной в технической документации, должна проводиться уборка, удаление пыли со стен, подоконников, перекрытий, лестниц, поверхностей оборудования и с других мест отложения пыли.

При обнаружении пыления должны приниматься меры к его незамедлительному устранению. Должен быть организован контроль за предотвращением накопления пыли на горячих поверхностях оборудования.

Уборка помещений должна проводиться методом, обеспечивающим отсутствие завихрения пыли. Выполнение ручной уборки пыли допускается только после предварительного увлажнения пыли водой путем разбрызгивания.

Сметать или тушить тлеющий очаг в помещении или внутри оборудования струей воды, огнетушителем либо другим способом, способным вызвать взвихривание пыли, не допускается.

241. Пылеприготовительная установка и оборудование топливоподачи должны проверяться на предмет соответствия схемно-технических решений проектной документации, проектным характеристикам, паспортным характеристикам организации - изготовителя оборудования:

перед вводом в работу по завершении монтажа, капитального ремонта и реконструкции установки;

периодически в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем, но не реже чем один раз в 6000 часов;

после каждого аварийного останова вследствие взрыва в пылеприготовительной установке с вскрытием взрывных предохранительных клапанов и (или) разрушением оборудования.

Результаты освидетельствования должны оформляться актом, утверждаемым техническим руководителем.

XVII. Требования к эксплуатации паровых и водогрейных

котельных установок

242. При эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, должно быть обеспечено соблюдение требований законодательства в сфере промышленной безопасности опасных производственных объектов, требований проектной документации, документации организаций-изготовителей и производственных (местных) инструкций по эксплуатации.

243. Эксплуатация котла должна вестись в соответствии с режимной картой, утвержденной техническим руководителем.

Эксплуатационные испытания котла для составления режимной карты и корректировки производственной (местной) инструкции должны проводиться:

при вводе котла в эксплуатацию;

после внесения в котел конструктивных изменений;

при переходе на другой вид или марку топлива;

для выяснения причин отклонения параметров от заданных значений.

Котлы должны быть оборудованы приспособлениями, необходимыми для проведения эксплуатационных испытаний.

Режимная карта должна быть пересмотрена после реконструкции или модернизации котла, реконструкции или замены горелочных устройств (для котла-утилизатора без дожига - после реконструкции или модернизации газовой турбины), изменения марки или качества топлива, но не реже 1 раза в 5 лет.

244. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котельных установок должны проводиться испытания рабочего комплекта мазутных форсунок на водяном стенде для проверки их производительности и качества распыливания не реже 1 раза в 12 месяцев, если меньший интервал не установлен производственной (местной) инструкцией.

245. При эксплуатации котлов температура воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть не ниже значений, установленных в приложении N 5 к Правилам.

246. Температура предварительного подогрева воздуха при сжигании мазута с содержанием серы более 0,5% должна быть выбрана такой, чтобы температура уходящих газов в регулировочном диапазоне нагрузок котла была не ниже 150 °С, если иного не установлено проектной документацией.

Растопка котла на мазуте с содержанием серы более 0,5% должна проводиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха (калориферы, система рециркуляции горячего воздуха).

Температура воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период растопки на мазутном котле должна быть не ниже 90 °С, если иное не установлено проектной документацией.

247. На котлах, сжигающих твердое топливо в пылевидном состоянии, должен быть организован отбор проб летучей золы для контроля потерь тепла от механической неполноты

сгорания. Периодичность отбора проб золы уноса должна быть установлена производственной (местной) инструкцией, но не реже одного раза в смену при сжигании угля марки АШ и тощих углей и не реже одного раза в сутки при сжигании других твердых топлив.

248. Котел должен быть незамедлительно остановлен (отключен) оперативным персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности "Правилами промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением", утвержденными приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. N 536 <47> (далее - Правила промышленной безопасности ОПО). При останове (отключении) котла в указанном случае оперативный персонал должен действовать самостоятельно, без согласования своих действий с начальником цеха.

<47> Зарегистрирован Минюстом России 31 декабря 2020 г., регистрационный N 61998.

249. Котел должен быть остановлен по распоряжению технического руководителя в случаях:

обнаружения свищей в трубах поверхностей нагрева, паро- и водоперепускных, а также водоопускных трубах котлов, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течей и парений в арматуре, фланцевых и вальцовочных соединениях;

недопустимого превышения температуры металла поверхностей нагрева, если понизить температуру изменением режима работы котла не удается;

выхода из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;

резкого ухудшения качества питательной воды по сравнению с нормами, установленными Правилами;

прекращения работы золоулавливающих установок на пылеугольном котле;

неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления и КИП.

250. Основное и вспомогательное тепломеханическое оборудование, в том числе арматура, оборудование, работающее под избыточным давлением, должны быть пронумерованы и (или) закодированы.

В случае применения на объекте электроэнергетики двух систем идентификации оборудования нумерация может быть выполнена двойной.

Основное оборудование должно иметь порядковые номера, а вспомогательное - тот же номер, что и основное, с добавлением букв А, Б, В и далее. Нумерация оборудования должна осуществляться от постоянного торца здания и от ряда А. На дубль-блоках каждому котлу должен присваиваться номер блока с добавлением букв А и Б. Отдельные звенья системы топливоподачи должны быть пронумерованы последовательно и в направлении движения топлива, а параллельные звенья - с добавлением к этим номерам букв А и Б по ходу топлива

слева направо.

251. Тепловые испытания паровых и водогрейных котельных установок должны проводиться:

на вновь смонтированном оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;

периодически в процессе эксплуатации (не реже 1 раза в 5 лет) на подтверждение соответствия нормативным характеристикам.

Снятие энергетических характеристик паровых и водогрейных котельных установок должно осуществляться на основном и резервном виде топлива.

Указанные в настоящем пункте тепловые испытания должны проводиться для объектов электроэнергетики, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт и выше.

XVIII. Общие требования к эксплуатации турбинных и газопоршневых установок ТЭС

252. Система автоматического регулирования турбин и газопоршневых установок должна:

устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;

устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины (вала газопоршневой установки) на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах рабочего диапазона по оборотам) при номинальных и пусковых параметрах рабочего тела (пара, газа);

удерживать частоту вращения ротора турбины (вала газопоршневой установки) ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара (газа) при номинальных его параметрах.

253. Проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины или газопоршневой установки от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с производственной (местной) инструкцией.

254. Автоматы безопасности турбинных установок должны быть отрегулированы на срабатывание при повышении частоты вращения роторов не более чем на 12% сверх номинальной, если иное не указано в производственной (местной) инструкции.

255. Настройка автомата безопасности должна проводиться на специальном разгонном стенде или в соответствии с рекомендациями организации-изготовителя.

При срабатывании автомата безопасности должны закрываться:

стопорные, регулирующие (стопорно-регулирующие) клапаны свежего пара и пара промежуточного перегрева (далее - промперегрев);

стопорные (отсечные), регулирующие и обратные клапаны, а также регулирующие

диафрагмы и заслонки отборов пара;

отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара;

стопорные, регулирующие (стопорно-регулирующие) клапаны топливного газа или жидкого топлива для ГТУ.

256. Критерии плотности стопорных и регулирующих клапанов (газовых клапанов - для ГТУ и газопоршневых установок) должны указываться в производственной (местной) инструкции. Плотность каждой группы клапанов должна проверяться раздельно.

257. Стопорные и регулирующие клапаны (газовые клапаны - для ГТУ и газопоршневых установок) должны расхаживаться на полный ход автоматически или вручную в соответствии с производственной (местной) инструкцией.

258. Пуск турбинной или газопоршневой установки должен быть организован под руководством лица, назначенного техническим руководителем.

259. Пуск турбинной или газопоршневой установки не допускается в случаях:

неисправности или отключения какой-либо из защит;

отклонения показателей теплового и механического состояний турбины или газопоршневой установки от допустимых значений, регламентированных организацией - изготовителем турбины или газопоршневой установки;

наличия дефектов системы регулирования;

неисправности одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора (за исключением уплотнений генератора газопоршневых установок) или устройств их автоматического включения;

отклонения от норм качества рабочего тела или масла, а также при температуре или давлении рабочего тела или масла ниже или выше установленных пределов.

Повторный пуск турбинной или газопоршневой установки после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, не допускается.

260. Турбинная или газопоршневая установка должны быть отключены персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях, определенных инструкцией организации-изготовителя:

повышения частоты вращения ротора (коленчатого вала) сверх допустимого предела (настройкой автомата безопасности);

повышения температуры любого вкладыша или колодки любого из опорных подшипников для турбинных установок сверх допустимого предела, установленного технической документацией;

повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или в системе смазки газопоршневой установки, подшипников уплотнений вала генератора (за исключением

уплотнений генератора газопоршневых установок) сверх допустимого предела, установленного технической документацией;

понижения давления масла (огнестойкой жидкости) в системе смазки или уровня в масляном баке ниже допустимого предела, установленного технической документацией;

воспламенения масла и (или) водорода;

появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбинных установок;

возникновения кругового огня на контактных кольцах генератора, вспомогательного генератора или коллекторе возбудителя для турбинных установок;

возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений, указанных в инструкции по эксплуатации организации-изготовителя;

внезапного повышения вибрации агрегата;

осевого сдвига роторов турбины (турбин ГТУ) или коленчатого вала газопоршневой установки сверх допустимого предела, установленного технической документацией;

относительных перемещений роторов турбины (турбин ГТУ) или коленчатого вала газопоршневой установки сверх допустимого предела, установленного технической документацией;

прослушивания металлических звуков (скрежета, стука), необычных шумов внутри турбинной или газопоршневой установки;

обнаружения разрыва или сквозной трещины на неотключаемых участках маслопроводов;

заедания газовых клапанов - для ГТУ или газопоршневой установки;

прекращения протока охлаждающей воды через обмотки генератора;

снижения расхода охлаждающей воды на газоохладители, маслоохладители, теплообменники охлаждающей жидкости ниже допустимого предела, установленного технической документацией;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП;

отказа программно-технического комплекса АСУ ТП, приводящего к невозможности управления всего оборудования турбины или газопоршневой установки или ее контроля;

понижения перепада давлений "масло-водород" в системе уплотнений вала генератора турбинной установки ниже допустимого предела, установленного технической документацией;

понижения уровня масла в демпферном баке системы маслоснабжения уплотнений вала генератора ниже допустимого предела, установленного технической документацией;

отключения масляных насосов системы водородного охлаждения генератора (для

безынжекторных схем маслоснабжения уплотнений) для турбинных установок;

отключения генератора из-за внутреннего повреждения.

Одновременно с отключением турбинной или газопоршневой установки действием защиты или персоналом должен быть отключен генератор.

Производственная инструкция по эксплуатации должна содержать указания о недопустимых отклонениях значений контролируемых величин по ГТУ.

261. Турбинная или газопоршневая установка должна быть разгружена или остановлена по решению технического руководителя в случаях:

нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

при неисправности отдельных оперативных КИП.

262. Проверка (испытания) работы системы регулирования турбинной или газопоршневой установки мгновенным сбросом нагрузки путем отключения турбогенератора от сети должна проводиться:

при приемке турбинной или газопоршневой установки в эксплуатацию после монтажа;

после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбинной или газопоршневой установки или статическую и (или) динамическую характеристики системы регулирования;

при выявлении изменений статических и (или) динамических характеристик регулирования в процессе эксплуатации или при ремонте (после устранения обнаруженных недостатков).

263. При выводе турбинной или газопоршневой установки в длительный резерв необходимость и порядок проведения консервации должны определяться производственной (местной) инструкцией.

264. При эксплуатации паротурбинных установок в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования главы XIX Правил.

При эксплуатации ГТУ, в том числе работающих в составе парогазовых установок (далее - ПГУ), в дополнение к требованиям, предусмотренным настоящей главой Правил, должны соблюдаться требования главы XX Правил.

XIX. Требования к эксплуатации паротурбинных установок

265. При эксплуатации паротурбинных установок должны выполняться общие требования главы XVIII Правил, а также дополнительные требования настоящей главы Правил.

Параметры работы системы регулирования паровых турбин должны удовлетворять требованиям Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и

техническим условиям на поставку паровых турбин.

Для эксплуатируемых паровых турбин, выпущенных ранее 1 января 1991 г., а также паровых турбин иностранного производства значения параметров работы системы регулирования паровых турбин должны соответствовать следующим значениям:

а) степень неравномерности регулирования частоты вращения при номинальных параметрах пара - 4 - 5% (для паровых турбин типа "Р" допускается значение 4,5 - 6,5%);

б) местная степень неравномерности по частоте вращения:

минимальная в любом диапазоне нагрузок - не ниже 2,5%;

максимальная:

в диапазоне нагрузок до 15% номинальной мощности - не более 10%;

в диапазоне нагрузок от 15% номинальной мощности до максимальной мощности - не более 6%;

в) степень нечувствительности по частоте вращения - не более 0,3% (для паровых турбин года выпуска до 1950 года допускается значение не более 0,5%);

г) степень нечувствительности регулирования давления пара в отборах и противодавления:

при давлении в отборе (противодавлении) менее 2,5 кгс/кв. см (0,25 МПа), кПа, не более 5%;

при давлении в отборе (противодавлении) 2,5 кгс/кв. см (0,25 МПа) и выше - не более 2%.

При наличии потребителей пара степень неравномерности регулирования давления пара в регулируемых отборах и противодавления должна соответствовать требованиям потребителей пара, согласованным с организацией - изготовителем паровых турбин, и не допускать срабатывания предохранительных клапанов (устройств).

266. Проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с инструкциями организаций - изготовителей паровых турбин по программе, утвержденной техническим руководителем.

267. Система защиты паровой турбины от повышения частоты вращения ротора (включая все ее элементы) должна быть испытана увеличением частоты вращения выше номинальной в следующих случаях (за исключением случаев, если иное установлено в инструкции организации - изготовителя паровой турбины):

после монтажа паровой турбины;

после капитального ремонта;

перед испытанием системы регулирования сбросом нагрузки с отключением генератора от сети;

при пуске после разборки автомата безопасности;

при пуске после длительного (более 3 месяцев) простоя паровой турбины в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;

при пуске после простоя паровой турбины в резерве более 1 месяца в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;

при пуске после разборки системы регулирования или ее отдельных узлов;

при проведении плановых испытаний (не реже 1 раза в 4 месяца).

В случаях, указанных в абзацах восьмом и девятом настоящего пункта Правил, допускается испытание защиты без увеличения частоты вращения выше номинальной (в диапазоне, указанном организацией - изготовителем паровой турбины), но с проверкой действия всех цепей защиты.

Испытания защиты паровой турбины увеличением частоты вращения должны проводиться под руководством лица, назначенного техническим руководителем.

268. Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара после промперегрева должны быть плотными.

Плотность стопорных и регулирующих клапанов свежего пара, а также пара промперегрева должна проверяться раздельным испытанием каждой группы.

В качестве критерия плотности должна использоваться частота вращения ротора паровой турбины, определяемая после полного закрытия проверяемых клапанов при полном (номинальном) или частичном давлении пара перед этими клапанами. Допустимое значение частоты вращения ротора паровой турбины должно определяться в соответствии с инструкцией организации - изготовителя паровой турбины, а для паровых турбин, критерии проверки которых не приведены в инструкциях организации-изготовителя, не должно быть выше 50% номинальной частоты вращения при номинальных параметрах перед проверяемыми клапанами и номинальном давлении отработавшего пара.

При одновременном закрытии стопорных и регулирующих клапанов и номинальных параметрах свежего пара и противодавления (вакуума) пропуск пара через них не должен вызывать вращения ротора паровой турбины.

Проверка плотности клапанов должна проводиться после монтажа паровой турбины, перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения, перед остановом паровой турбины в капитальный ремонт, при пуске после него, но не реже одного раза в год. При выявлении в процессе эксплуатации паровой турбины признаков снижения плотности клапанов (при пуске или останове паровой турбины) должна быть проведена внеочередная проверка их плотности.

269. Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара промперегрева, стопорные

(отсечные) и регулирующие клапаны (диафрагмы) отборов пара, отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара должны расхаживаться:

на полный ход - перед пуском паровой турбины и в случаях, предусмотренных производственной (местной) инструкцией или документацией организации-изготовителя;

на часть хода - ежесуточно во время работы паровой турбины, если иное не предусмотрено документацией организации-изготовителя.

При расхаживании клапанов на полный ход персоналом объекта электроэнергетики должна быть проверена плавность их хода и посадки.

270. Плотность обратных клапанов регулируемых отборов и срабатывание предохранительных клапанов этих отборов должны проверяться не реже 1 раза в год и перед испытанием паровой турбины на сброс нагрузки.

Обратные клапаны регулируемых отопительных отборов пара, не имеющих связи с отборами других турбин, редукционно-охладительными установками и другими источниками пара, проверке на плотность допускается не подвергать в случае, если отсутствуют такие требования в документации организации - изготовителя паровой турбины.

Посадка обратных клапанов всех отборов должна быть проверена перед каждым пуском и при останове паровой турбины, а при непрерывной работе - периодически по графику, утвержденному техническим руководителем, но не реже одного раза в 4 месяца.

При неисправности обратного клапана работа паровой турбины с отбором пара не допускается.

271. Проверка времени закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов, а также снятие характеристик системы регулирования на остановленной паровой турбине и при ее работе на холостом ходу для проверки их соответствия положениям главы XVIII Правил и данным организации-изготовителя должны выполняться:

после монтажа паровой турбины;

непосредственно до и после капитального ремонта паровой турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

Фактическое время закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов должно удовлетворять требованиям организации-изготовителя.

Снятие характеристик системы регулирования при работе паровой турбины под нагрузкой, необходимых для построения статической характеристики, должно выполняться:

после монтажа паровой турбины;

после капитального ремонта паровой турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

272. Испытания системы регулирования серийных паровых турбин, оснащенных электрогидравлическими преобразователями (далее - ЭГП), допускается проводить путем

парового сброса нагрузки (мгновенным закрытием только регулирующих клапанов) без отключения генератора от сети.

На головных образцах паровых турбин и на первых образцах паровых турбин, подвергшихся реконструкции (с изменением динамической характеристики агрегата или характеристик регулирования), и на всех паровых турбинах, не оснащенных ЭГП, испытания должны проводиться со сбросом электрической нагрузки путем отключения генератора от сети.

При выявлении отклонений фактических характеристик регулирования и защиты от допустимых значений, предусмотренных технической документацией, выявлении увеличения времени закрытия клапанов сверх указанного организацией-изготовителем или в производственной (местной) инструкции или ухудшения их плотности должны быть определены и устранены причины таких отклонений. Техническим руководителем должны быть определены условия эксплуатации паровой турбины в период до устранения выявленных отклонений.

273. Эксплуатация паровых турбин с введенным в работу ограничителем мощности допускается как временное решение по условиям механического состояния паротурбинной установки с разрешения технического руководителя и в течение установленного им срока. В указанном случае мощность паровой турбины должна быть ниже уставки ограничителя не менее чем на 5%.

274. Резервные и аварийные масляные насосы и устройства их автоматического включения должны проверяться в работе 2 раза в месяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом.

Для паровых турбин, у которых рабочий масляный насос системы смазки имеет индивидуальный электропривод, проверка АВР перед остановом не должна проводиться.

Запорная арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений генератора, ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, должна быть опломбирована в рабочем положении.

275. Эксплуатация подогревателя высокого давления (далее - ПВД) не допускается при:

отсутствии или неисправности элементов его защиты;

неисправности клапана регулятора уровня.

Эксплуатация группы ПВД, объединенных аварийным обводом, не допускается при:

отсутствии или неисправности элементов защиты хотя бы на одном ПВД;

неисправности клапана регулятора уровня любого ПВД;

отключении любого ПВД по причине снижения или потери давления пара.

ПВД (группа ПВД) должны быть незамедлительно отключены при неисправности защиты или клапана регулятора уровня.

При неисправном состоянии других, кроме клапана регулятора уровня, элементов системы автоматического регулирования уровня и невозможности быстрого устранения дефекта на

работающем оборудовании ПВД (группа ПВД) должен быть выведен из работы в срок, определяемый техническим руководителем.

276. Пуск паровой турбины не допускается в случаях:

отклонения показателей теплового и механического состояний паровой турбины от допустимых значений, установленных организацией - изготовителем паровой турбины;

неисправности любой из защит, действующих на останов паровой турбины;

наличия дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону паровой турбины;

неисправности одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора или устройств их автоматического включения;

отклонения качества масла от норм на эксплуатационные масла и (или) температуры масла от требований, установленных организацией-изготовителем;

отклонения качества свежего пара по химическому составу от допустимых значений, определенных главой XXVI Правил.

277. При эксплуатации турбоагрегатов среднеквадратические значения виброскорости подшипниковых опор должны быть не выше 4,5 мм/с.

При превышении допустимого значения вибрации должны быть приняты меры к ее снижению в срок не более 30 суток.

При вибрации свыше 7,1 мм/с не допускается эксплуатировать турбоагрегаты более 7 суток. При вибрации 11,2 мм/с и более паровая турбина должна быть отключена действием защиты или вручную, если иное значение не установлено организацией-изготовителем.

Паровая турбина должна быть незамедлительно остановлена персоналом, если при установившемся режиме происходит одновременное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня.

При возникновении низкочастотной вибрации турбоагрегата, превышающей 1 мм/с, должны быть приняты меры к ее устранению.

Паровая турбина должна быть разгружена и остановлена, если в течение периода от 1 до 3 суток произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с.

Контроль вибрации по размаху виброперемещения допускается осуществлять временно - до оснащения необходимой аппаратурой.

Длительная эксплуатация паровой турбины допускается:

при размахе колебаний до 30 мкм при частоте вращения 3000 об./мин. и до 50 мкм при частоте вращения 1500 об./мин.;

при изменении вибрации на 1 - 2 мм/с эквивалентно изменению размаха колебаний на 10 - 20 мкм при частоте вращения 3000 об./мин. и 20 - 40 мкм при частоте вращения 1500 об./мин.

278. Паротурбинная установка должна быть незамедлительно отключена персоналом в минимально возможные сроки при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях, указанных в пункте 260 Правил, а также в случаях:

недопустимого повышения температуры любой колодки упорного подшипника;

недопустимого повышения давления в конденсаторе;

недопустимого перепада давлений на последней ступени у паровых турбин с противодавлением;

недопустимого понижения температуры свежего пара или пара после промперегрева;

появления гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в паровой турбине;

обнаружения разрыва или сквозной трещины на неотключаемых участках трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения.

Необходимость срыва вакуума при отключении паровой турбины должна быть определена производственной (местной) инструкцией с учетом указаний организации - изготовителя паровой турбины.

Производственная (местная) инструкция должна также содержать указания о недопустимых отклонениях значений контролируемых величин по агрегату.

279. Паровая турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый техническим руководителем в случаях, указанных в пункте 261 Правил, а также в случаях:

заедания стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева;

заедания регулирующих клапанов или обрыва их штоков;

заедания поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;

неисправностей в системе регулирования;

нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без останова паровой турбины;

увеличения вибрации опор выше 7,1 мм/с, но не более чем на 7 суток;

выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;

обнаружения течей масла из подшипников, трубопроводов и арматуры, создающих опасность возникновения пожара;

обнаружения свищей на неотключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;

отклонения качества свежего пара по химическому составу от допустимых значений, определенных главой XXVI Правил;

обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса турбогенератора.

280. Тепловые испытания паротурбинных установок со снятием энергетических характеристик должны проводиться:

на вновь смонтированном и (или) модернизированном (реконструированном) оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;

в процессе эксплуатации не реже 1 раза в 5 лет для подтверждения соответствия энергетических характеристик паротурбинной установки нормативным характеристикам.

Указанные в настоящем пункте тепловые испытания должны проводиться для объектов электроэнергетики, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт и выше.

XX. Требования к эксплуатации ГТУ (автономных и работающих в составе ПГУ)

281. При эксплуатации ГТУ должны выполняться общие требования главы XVIII Правил, а также дополнительные требования, установленные настоящей главой Правил.

Система регулирования ГТУ должна:

устойчиво поддерживать заданную электрическую нагрузку;

удерживать ГТУ на холостом ходу при номинальной частоте вращения ротора;

обеспечивать надежную работу ГТУ на режимах пуска и останова, а также останов агрегата в аварийных ситуациях;

обеспечивать при изменении нагрузки плавное изменение режима работы ГТУ;

удерживать частоту вращения ротора, не вызывающую срабатывания автомата безопасности, при мгновенном сбросе максимальной нагрузки до нуля (для ГТУ со свободной силовой турбиной значение нагрузки указывается в технических условиях);

поддерживать температуру газов перед турбиной (турбинами) на требуемом уровне, не допуская ее повышения до предельного значения, при котором срабатывает аварийная защита;

обеспечивать нечувствительность системы ограничения температуры газов не более 10 °C;

обеспечивать беспомпажную работу компрессоров;

обеспечивать степень статической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала в пределах 4 - 5% номинальной (возможное повышение степени неравномерности для улучшения условий эксплуатации ГТУ конкретных типоразмеров должно быть указано в технических условиях; минимальная местная степень статической неравномерности должна быть не ниже 2%);

обеспечивать степень нечувствительности при любой нагрузке не более 0,2% номинальной частоты вращения.

Возможность и продолжительность работы ГТУ с отклонениями от нормальной частоты вращения должна быть регламентирована техническими условиями на ГТУ.

282. Устройства защиты от недопустимого повышения температуры газов после каждой ступени сгорания должны быть настроены на срабатывание при температуре, указанной в технических условиях на ГТУ, если иное не установлено инструкцией организации-изготовителя.

Режим работы антиобледенительной системы ГТУ должен обеспечивать нормальную работу ГТУ в рабочем диапазоне температур наружного воздуха без обледенения воздушных фильтров и проточной части компрессора ГТУ.

283. Газовый тракт после ГТУ должен быть оборудован КИП (газоанализаторами), необходимыми для измерения и контроля состава отработавших газов и настройки режимов горения.

284. Проверка плотности топливных клапанов ГТУ должна проводиться после капитального и среднего (регламентного) ремонта с визуальным контролем.

285. Пуск, синхронизация, набор нагрузки, а также плановый останов ГТУ из любого теплового состояния должны осуществляться автоматически по заданной программе с учетом инструкции организации-изготовителя.

286. Перед пуском ГТУ после ремонта продолжительностью более 3 суток должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

287. Пуск ГТУ не допускается в случаях, предусмотренных пунктами 114 и 115 Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления, а также инструкцией организации-изготовителя и пунктом 259 Правил.

288. Перед зажиганием топлива в камере или камерах сгорания тракты газовых турбин (газотурбинных двигателей), не входящих в состав ГТУ с отпуском тепла и ПГУ, должны быть провентилированы не менее 2 минут при работе на жидком и 5 минут - при работе на газообразном топливе при вращении ротора пусковым устройством. После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляции трактов не менее 4 минут при работе на жидком и 10 минут при работе на газообразном топливе не допускается. Конкретная продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должна быть указана в производственной (местной) инструкции.

289. Вентиляция газовоздушного тракта ГТУ с котлом-утилизатором или теплообменниками, входящими в состав ГТУ с отпуском тепла или ПГУ, до зажигания топлива при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха, проходящего через ГТУ при вращении ее ротора пусковым устройством.

290. Для проведения вентиляции газовоздушного тракта ГТУ с отпуском тепла и ПГУ после останова газовой турбины должен использоваться режим холодной прокрутки, осуществляемый с помощью пускового устройства или валоповоротного устройства, с учетом вентиляции за счет выбега газовой турбины при ее останове.

291. Пусковые устройства газовых турбин, входящих в состав ГТУ с отпуском тепла и ПГУ с котлом-утилизатором или теплообменниками, должны обеспечивать шестикратный воздухообмен вентилируемых объемов до дымовой трубы при непрерывной вентиляции за время не более 5 минут.

После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины должна проводиться вентиляция газовоздушного тракта согласно пунктам 288 и 289 Правил.

Установки, на которых пусковые устройства не обеспечивают выполнение указанных условий вентиляции газовоздушного тракта, должны оснащаться дутьевыми вентиляторами. Продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должна быть определена в производственной (местной) инструкции.

292. Пуск должен быть незамедлительно прекращен действием защит или персоналом в случаях, указанных в пункте 116 Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления.

293. ГТУ должна быть незамедлительно отключена действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных пунктом 117 Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления, а также в случаях:

превышения допустимой концентрации загазованности в любом отсеке ГТУ;

отключения всех вентиляторов подачи воздуха под кожух ГТУ;

повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов сверх допустимого предела, установленного технической документацией, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удается;

отказа программно-технического комплекса АСУ ТП, приводящего к невозможности управления всем оборудованием ГТУ или его контроля.

294. ГТУ должна быть разгружена или остановлена по решению технического руководителя в случаях, предусмотренных пунктом 118 Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления и пунктом 261 Правил.

295. После отключения ГТУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и там, где это предусмотрено, произведена продувка топливных коллекторов и форсунок (горелок) воздухом или инертным газом. По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток

роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в производственной (местной) инструкции.

296. Проверка работы системы регулирования ГТУ мгновенным сбросом нагрузки путем отключения турбогенератора от сети должна проводиться:

при приемке ГТУ в эксплуатацию после монтажа;

после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику ГТУ или статическую и динамическую характеристики системы регулирования;

при выявлении изменений статических и динамических характеристик регулирования в процессе эксплуатации или при ремонте (после устранения обнаруженных недостатков).

297. Периодически работающие ГТУ должны быть в постоянной готовности к пуску. Контрольные автоматические пуски с нагружением агрегата должны проводиться в сроки, установленные техническим руководителем.

298. Оценка вибрационного состояния и принятие решения об останове ГТУ по причине неудовлетворительного вибрационного состояния должны выполняться на основании значений, установленных производственной (местной) инструкцией.

299. Тепловые испытания ГТУ с отпуском тепла и ПГУ должны проводиться:

на вновь смонтированном и (или) реконструированном (модернизированном) оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;

в процессе эксплуатации не реже 1 раза в 5 лет на подтверждение соответствия ГТУ и ПГУ нормативным характеристикам.

Снятие показателей энергетических характеристик при вводе в эксплуатацию для ПГУ должно проводиться на основном виде топлива.

Указанные в настоящем пункте тепловые испытания должны проводиться для объектов электроэнергетики, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт и выше.

XXI. Требования к эксплуатации блочных установок ТЭС

300. При эксплуатации энергоблока должны быть обеспечены:

надежность работы основного и вспомогательного оборудования;

готовность несения тепловой нагрузки (при наличии), электрической нагрузки в пределах всего регулировочного диапазона активной мощности, несения располагаемой мощности и разгрузки до технологического (технического) минимума, остановы в резерв и режимы пуска энергоблока из различных тепловых состояний.

Нижний предел регулировочного диапазона энергоблока должен быть установлен исходя из условия сохранения минимально допустимого для этого режима работы состава вспомогательного оборудования и сохранения автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

При эксплуатации энергоблоков должна быть обеспечена возможность их работы на техническом минимуме нагрузки, для достижения которого допускается изменение состава работающего основного и вспомогательного оборудования и отключение автоматического регулирования.

301. Скорость изменения нагрузки энергоблока должна устанавливаться на основании испытаний для действующих энергоблоков, введенных в эксплуатацию до вступления в силу Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, и в соответствии с пунктом 116 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем для энергоблоков, введенных в эксплуатацию после вступления в силу указанных правил.

302. Для вновь вводимого генерирующего оборудования и при реконструкции (модернизации) действующего генерирующего оборудования и (или) его систем регулирования должно быть обеспечено определение реальных характеристик изменения активной мощности генерирующего оборудования ТЭС во времени при реализации импульсной разгрузки турбины. Определение характеристик изменения активной мощности генерирующего оборудования ТЭС во времени должно осуществляться по результатам натурных испытаний.

303. Энергоблоки, спроектированные для работы с постоянным давлением свежего пара, допускается эксплуатировать в режиме скользящего давления с полным открытием части регулирующих клапанов цилиндра высокого давления турбины после проведения специальных испытаний при условии согласования режимов с организациями - изготовителями котлов. Указанное требование не распространяется на энергоблоки, участвующие в мероприятиях, инициированных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, выполнению которых оно может препятствовать.

Остановы энергоблоков в резерв на ночное время должны проводиться без расхолаживания оборудования.

304. Пуск энергоблока не допускается в случаях:

наличия условий, не допускающих пуск основного оборудования, входящих в состав энергоблока, в соответствии с Правилами;

неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;

неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;

неготовности к включению блочной обессоливающей установки;

повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов.

305. Энергоблок должен быть незамедлительно остановлен персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

останова котла моноблока или обоих котлов дубль-блока;

отключения генератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения;

отключения всех питательных насосов;

образования сквозных трещин или разрыва питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех измерительных приборах контроля энергоблока;

пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схемы защиты оборудования энергоблока.

306. Пуском и остановом энергоблока должно руководить лицо, назначенное техническим руководителем.

307. Изменение проектных пусковых схем на действующих энергоблоках допускается на основании проектной документации.

308. Тепловые испытания блочных установок ТЭС со снятием энергетических характеристик должны проводиться:

на вновь смонтированном и (или) модернизированном (реконструированном) оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;

в процессе эксплуатации не реже 1 раза в 5 лет для подтверждения соответствия энергетических характеристик блочных установок ТЭС нормативным характеристикам.

Указанные в настоящем пункте тепловые испытания должны проводиться для объектов электроэнергетики, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт и выше.

XXII. Общие требования к водоподготовке и водно-химическому режиму объектов электроэнергетики

309. Режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должны обеспечить работу электростанций и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также образованием накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах электростанций и тепловых сетей.

310. Организацию и контроль за водно-химическим режимом работы оборудования электростанций и организаций, эксплуатирующих тепловые сети, должен осуществлять персонал цеха (лаборатории или иного подразделения), обеспечивающего эксплуатацию водоподготовительных установок и поддержание водно-химического режима электростанций и тепловых сетей (далее - химический цех).

Включение в работу и отключение оборудования, которое может вызвать ухудшение качества воды и пара, должны быть согласованы с химическим цехом.

Внутренние осмотры оборудования, отбор проб отложений, вырезку образцов труб, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с

водно-химическим режимом, должен выполнять персонал ответственного структурного подразделения, определенного в соответствии с организационной структурой управления, утверждаемой в соответствии с пунктом 5 Правил, с участием персонала химического цеха.

Изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов, а также на водно-химический режим электростанции (тепловых сетей), должны выполняться на основании проектной документации.

311. Разработка и внедрение на электростанции новых методов водоподготовки и водно-химических режимов должны осуществляться владельцем электростанции с привлечением организаций, осуществляющих деятельность по разработке (проведению научно-исследовательских, опытно-конструкторских работ, работ по проектированию, пусконаладочных работ) указанных новых методов (режимов). Внедрение новых методов водоподготовки на действующем оборудовании электростанции должно осуществляться по согласованию с организацией-изготовителем основного технологического оборудования.

XXIII. Требования к водоподготовке и коррекционной обработке воды

312. Владелец объекта электроэнергетики должен обеспечить соответствие технологической схемы обессоливающей установки проектной документации.

При вводе в эксплуатацию нового теплоэнергетического оборудования электростанции комплекс водоподготовительных установок, установок очистки конденсата, коррекционной обработки воды, реагентного и бакового хозяйства должен обеспечить проведение предпусковой очистки паро-водяных контуров.

313. Устройства механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, а также коррекционной обработки воды и приборы автоматического химического контроля должны быть включены в работу при пуске установок.

314. Эксплуатация оборудования, трубопроводов и арматуры водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, допускается при условии выполнения на таких поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионностойких материалов.

315. Ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды должен проводиться в соответствии с Правилами ТОиР. Измерение уровней фильтрующих материалов должно проводиться с периодичностью, устанавливаемой техническим руководителем, с учетом условий текущей эксплуатации фильтров и требований технической документации.

316. На энергоблоках сверхкритического давления допускается применение гидразинно-аммиачного, нейтрально-кислородного, кислородно-аммиачного, гидразинного водно-химических режимов при соблюдении условий, предусмотренных документацией организаций-изготовителей и производственными (местными) инструкциями.

Внедрение новых водно-химических режимов должно проводиться в соответствии с

требованиями пункта 311 Правил.

317. На котлах с естественной циркуляцией должно быть организовано фосфатирование котловой воды с подачей фосфатного раствора в барабан котла. Значение pH котловой воды должно корректироваться раствором едкого натра.

Внедрение новых водно-химических режимов должно проводиться в соответствии с требованиями пункта 311 Правил.

318. На котлах давлением 40 - 100 кгс/см^2 (3,9 - 9,8 МПа) по решению технического руководителя допускается применение трилонной обработки котловой воды взамен фосфатирования.

При подпитке котлов с естественной циркуляцией глубоко обессоленной водой и pH в соответствии с установленными нормами допускается ведение водно-химического режима без подачи фосфатного раствора в барабан котла.

319. На котлах давлением до 70 кгс/см^2 (7 МПа) для более глубокого удаления кислорода из питательной воды в дополнение к термической деаэрации допускается проводить обработку питательной воды сульфитом натрия или гидразином.

На котлах давлением 70 кгс/см^2 (7 МПа) и выше для более глубокого удаления кислорода обработка конденсата или питательной воды должна проводиться гидразином, кроме котлов с кислородными водно-химическими режимами и котлов с отпуском пара на предприятия пищевой, микробиологической, фармацевтической и других отраслей промышленности в случае запрета санитарных органов на наличие гидразина в паре.

Поддержание необходимых значений pH питательной воды должно осуществляться вводом аммиака.

XXIV. Требования к водно-химическому режиму котлов-утилизаторов ТЭС с энергоблоками ПТУ

320. Водно-химический режим котлов-утилизаторов ТЭС с энергоблоками ПТУ должен выбираться с учетом особенностей тепловой схемы энергоблока ПТУ и требований организации - изготовителя оборудования.

Выбор единого или индивидуального для каждого контура водно-химического режима котла-утилизатора должен определяться техническим руководителем по результатам проведения тепло-химических испытаний с учетом обеспечения требуемого качества воды и пара.

321. При исполнении котла-утилизатора по барабанной схеме независимо от количества контуров допускается организация водно-химических режимов, приведенных в приложении N 6 к Правилам.

322. Для комбинированной схемы (наличие наряду с контурами, выполненными по барабанной схеме, прямоточного контура) допускаются следующие водно-химические режимы:

аммиачный - для тракта низкого давления;

кислородно-аммиачный - для прямоточного тракта;

аминосодержащий - для всего тракта.

323. Качество добавочной воды, основного конденсата, питательной воды и пара котлов-утилизаторов должно соответствовать рекомендациям организации - изготовителя оборудования и производственным (местным) инструкциям.

324. Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок должны быть установлены на основе инструкций организации - изготовителя котла и скорректированы по результатам теплохимических испытаний, проводимых на электростанции. Необходимость проведения теплохимических испытаний котла должна определяться техническим руководителем.

XXV. Требования к осуществлению химического контроля

325. Химический контроль на электростанции должен обеспечивать:

выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;

определение качества воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, ионообменных смол, консервирующих и промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод;

проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;

определение количества вредных выбросов электростанции в окружающую среду.

326. На электростанции должен быть организован химический мониторинг и контроль за ведением водно-химического режима основного и вспомогательного тепломеханического и электрического оборудования.

Подразделения электростанции, осуществляющие химический контроль, должны быть оснащены оборудованием для проведения исследований (испытаний) и измерений, комплектом нормативных документов, укомплектованы квалифицированным персоналом, прошедшим обучение и инструктаж по указанному направлению, иметь действующее заключение о состоянии измерений в лаборатории и (или) должны быть аккредитованы в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации.

327. Эксплуатируемые устройства подготовки проб, установленные на контролируемых участках пароводяного тракта, должны обеспечивать охлаждение проб до температуры 20 - 40 °C.

328. В дополнение к внутреннему осмотру оборудования должны быть организованы вырезки образцов труб, если иное не установлено документацией организации - изготовителя оборудования, а также отбор отложений из проточной части турбин, подогревателей.

Места и периодичность вырезки образцов труб должны определяться в соответствии с рекомендациями организации - изготовителя оборудования и производственными (местными)

инструкциями.

На основании внутреннего осмотра оборудования и оценки количества и химического состава отложений руководителем подразделения электростанции, осуществляющим химический контроль, должен быть составлен в свободной форме и утвержден акт о техническом состоянии внутренней поверхности оборудования, о необходимости проведения эксплуатационной химической очистки и принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений.

XXVI. Требования к нормам качества пара и воды

329. Качество пара прямоточных котлов должно соответствовать следующим нормам:

соединения натрия, мкг/дм^3, не более 5;

кремниевая кислота, мкг/дм^3, не более 15;

удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более 0,3;

pH - не менее 7,5 (при нейтрально-кислородном водно-химическом режиме допускается значение pH не менее 6,5).

Нормы качества пара и воды здесь и ниже по содержанию соединений натрия, железа и меди даны в пересчете соответственно на Na, Fe, Cu, аммиака и его соединений - в пересчете на NH3, кремниевой кислоты - в пересчете на SiO2, фосфатов - в пересчете на PO4. Удельная электрическая проводимость приведена для H-катионированной или дегазированной пробы в пересчете на 25 °C, значение pH - также в пересчете на 25 °C.

330. Качество питательной воды прямоточных котлов должно соответствовать следующим требованиям:

общая жесткость - не более 0,2 миллиграмма эквивалента на кубический дециметр (далее - мкг-экв/дм^3);

содержание соединений натрия - не более 5 мкг/дм^3;

содержание кремниевой кислоты - не более 15 мкг/дм^3;

содержание соединений железа - не более 10 мкг/дм^3;

растворенный кислород при кислородных режимах - в пределах от 100 до 400 мкг/дм^3;

удельная электрическая проводимость - не более 0,3 мкСм/см;

содержание соединений меди в воде перед деаэратором - не более 5 мкг/дм^3 (при установке в конденсатно-питательном тракте всех теплообменников с трубками из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов - 2 мкг/дм^3);

растворенный кислород в воде после деаэратора - не более 10 мкг/дм^3;

значение pH при гидразинно-аммиачном режиме - в пределах 9,1 +/- 0,1, при гидразинном

режиме - в пределах 7,7 +/- 0,2, при кислородно-аммиачном режиме - в пределах 8,0 +/- 0,5, при нейтрально-кислородном режиме - в пределах 7,0 +/- 0,5;

содержание гидразина при гидразинно-аммиачном режиме: - в пределах 20 - 60 мкг/дм^3, при гидразинном режиме - в пределах 80 - 100 мкг/дм^3, в режиме пуска и останова - не более 3000 мкг/дм^3;

содержание нефтепродуктов (до конденсатоочистки) - не более 0,1 мг/дм^3;

содержание общего органического углерода - не более 100 мкг/дм^3.

331. На электростанциях с прямоточными котлами на давление пара 140 кгс/см^2 (13,8 МПа), где проектом не была предусмотрена очистка всего конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, содержание соединений натрия в питательной воде и паре и общая жесткость питательной воды должны быть установлены в соответствии с Правилами промышленной безопасности ОПО.

Для прямоточных котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и менее для соблюдения требований, установленных приложением N 9 к Правилам промышленной безопасности ОПО, и надежной и безопасной работы электростанции нормы качества питательной воды, пара и конденсата турбин должны быть установлены производственной (местной) инструкцией с учетом требований документации организации - изготовителя котла и на основе имеющегося опыта эксплуатации.

332. При пуске энергоблока с прямоточным котлом технология вывода загрязнений из пароводяного тракта должна быть принята в соответствии с требованиями проектной документации, документации организации - изготовителя оборудования, производственными (местными) инструкциями в зависимости от продолжительности предшествующего простоя энергоблока, а также с учетом длительности предыдущей кампании и объема ремонтных работ на поверхностях нагрева котла.

Технология вывода загрязнений из пароводяного тракта при пуске прямоточных котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и менее должна быть установлена техническим руководителем на основе имеющегося опыта эксплуатации.

333. При пуске энергоблока с прямоточным котлом после доведения нагрузки до заданной диспетчерским графиком или при подключении второго котла дубль-блока в течение первых 2 суток допускается превышение не более чем на 50% удельной электрической проводимости пара, а также содержания в нем соединений натрия и кремниевой кислоты, а в питательной воде - удельной электрической проводимости, общей жесткости, содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, железа и меди. При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 50 мкг/дм^3 по каждому из этих составляющих.

При пуске энергоблока с прямоточным котлом после капитального и среднего ремонта превышение норм в питательной воде и паре не более чем на 50% допускается в течение 4 суток. При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 100 мкг/дм^3 по каждому из этих составляющих.

334. На электростанциях для эксплуатируемого оборудования среднее по всем точкам отбора качество насыщенного пара котлов с естественной циркуляцией, а также качество

перегретого пара после всех устройств для регулирования его температуры должно соответствовать следующим требованиям:

а) содержание соединений натрия:

для котлов давлением 40 кгс/см^2 (3,9 МПа) на конденсационных электростанциях (далее - КЭС) - не более 60 мкг/дм^3, на теплоэлектроцентралях (далее - ТЭЦ) - не более 100 мкг/дм^3;

для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) на КЭС - не более 15 мкг/дм^3, на ТЭЦ - не более 25 мкг/дм^3;

для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) на КЭС - не более 5 мкг/дм^3, на ТЭЦ - не более 5 мкг/дм^3;

б) содержание кремниевой кислоты для котлов давлением 70 кгс/см^2 (6,9 МПа) и выше на КЭС - не более 15 мкг/дм^3, на ТЭЦ - не более 25 мкг/дм^3;

в) значение pH для котлов всех давлений - не менее 7,5 (для котлов, подпитывающихся химически очищенной водой, допускается корректировка значения pH пара электростанциями по решению технического руководителя на основе имеющегося опыта эксплуатации);

г) удельная электрическая проводимость:

для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) - не более 0,5 мкСм/см для дегазированной пробы (для электростанций, где установлены кондуктометры с дегазацией пробы, в том числе солемеры с малогабаритным солеконцентратором, снабженным шкалой) или 1,5 мкСм/см для Н-катионированной пробы;

для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) - не более 0,3 мкСм/см для дегазированной пробы или 1 мкСм/см для Н-катионированной пробы.

335. На электростанциях для эксплуатируемого оборудования качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять требованиям, установленным Правилами промышленной безопасности ОПО. Для вновь вводимого оборудования качество питательной воды и пара должно соответствовать требованиям документации организаций - изготовителей котла и турбины, проектной документации в части, не противоречащей требованиям, установленным Правилами промышленной безопасности ОПО.

336. Качество питательной воды и пара котлов с естественной циркуляцией давлением менее 40 кгс/см^2 (3,9 МПа) должно соответствовать требованиям документации организации - изготовителя оборудования и производственным (местным) инструкциям.

337. Качество котловой воды, необходимый режим ее коррекционной обработки, режимы непрерывной и периодической продувок должны соответствовать требованиям Правил промышленной безопасности ОПО. Избыток фосфатов в котловой воде должен составлять:

для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) по чистому отсеку - 0,5 - 2 мг/дм^3, по солевому отсеку - не более 12 мг/дм^3;

для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и ниже по чистому отсеку 2 - 6 мг/дм^3, по солевому отсеку - не более 30 мг/дм^3.

Для котлов без ступенчатого испарения избыток фосфатов должен (как и остальные показатели) соответствовать норме для чистого отсека в зависимости от давления в котле.

338. Значение pH котловой воды чистого отсека должно составлять:

для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) - 9,0 - 9,5;

для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и ниже - не менее 9,3.

Значение pH котловой воды солевого отсека должно составлять:

для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) - не более 10,5;

для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) - не более 11,2;

для котлов давлением 40 кгс/см^2 (3,9 МПа) - не более 11,8.

Для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа), питаемых химически очищенной водой, по решению технического руководителя допускается значение pH продувочной воды не более 11,5.

Для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) в котловой воде должно соблюдаться соотношение щелочностей:

Щфф = (0,2 - 0,5) Щобщ в чистом отсеке;

Щфф = (0,5 - 0,7) Щобщ в солевом отсеке,

где:

Щфф - щелочность по фенолфталеину котловой воды солевого отсека;

Щобщ - общая щелочность (по смешанному индикатору) котловой воды солевого отсека.

Для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и ниже в котловой воде солевого и чистого отсеков должно выполняться условие - Щфф >= 0,5 Щобщ.

В случае несоблюдения требуемых значений pH и соотношений щелочностей в котловую воду должен вводиться едкий натр, в том числе и в пусковых режимах.

339. Для котлов с барабанами относительная щелочность котловой воды должна соответствовать значениям, установленным Правилами промышленной безопасности ОПО.

340. Расход воды при непрерывной продувке котла должен измеряться и поддерживаться в следующих пределах для установившегося режима:

при восполнении потерь обессоленной водой или дистиллятом испарителей - не более 1% и не менее 0,5% производительности котла;

при восполнении потерь химически очищенной водой - не более 3% и не менее 0,5%.

При пуске котла из монтажа, ремонта или резерва допускается увеличение непрерывной продувки до 2 - 5%. При высокой минерализации исходной воды, большом невозврате конденсата от потребителей и в других подобных случаях допускается увеличение размера продувки до 5%.

Длительность работы котла с увеличенной продувкой должна быть установлена химическим цехом.

Продувки котлов из нижних точек должны осуществляться при каждом пуске и останове котла, а также во время работы котлов по графику, разработанному электростанцией с учетом местных условий.

341. Качество воды, применяемой для впрыскивания при регулировании температуры перегретого пара, должно быть таким, чтобы качество перегретого пара соответствовало требованиям, установленным Правилами.

342. В случае ухудшения качества пара при работе прямоточных котлов давлением 255 кгс/см^2 (25 МПа):

при увеличении удельной электрической проводимости до 0,5 мкСм/см, содержания соединений натрия до 10 мкг/дм^3 причина нарушения должна быть устранена не позже чем за 72 часа;

при увеличении удельной электрической проводимости от 0,5 мкСм/см до 1,0 мкСм/см, содержания соединений натрия от 10 мкСм/см до 15 мкг/дм^3 причина ухудшения должна быть устранена не более чем за 24 часа;

при неустранении указанных выше нарушений в течение 72 и 24 часов, а также при увеличении удельной электрической проводимости более 1 мкСм/см, содержании соединений натрия более 15 мкг/дм^3 или снижении pH ниже 5,5 турбина должна быть остановлена в течение 24 часов по решению технического руководителя с уведомлением диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

343. В случае ухудшения качества пара котлов с естественной циркуляцией:

при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 часов;

при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости от 2 до 4 раз причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 часов;

при неустранении указанных в абзацах втором и третьем настоящего пункта нарушений в течение 72 и 24 часов, а также при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости более чем в 4 раза или снижении pH ниже 5,5 турбина на блочных электростанциях или котел на электростанциях с поперечными связями должны быть остановлены в течение 24 часов по решению технического руководителя с уведомлением диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления в

электроэнергетике.

В случае ухудшения качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией:

при превышении норм содержания общей жесткости, соединений кремниевой кислоты и (или) натрия для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 часов;

при превышении норм содержания общей жесткости от 2 до 5 раз, содержания соединений кремниевой кислоты (и (или) натрия для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 часов;

при неустранении указанных в абзацах шестом и седьмом настоящего пункта нарушений в течение соответственно 72 и 24 часов или при увеличении содержания общей жесткости более чем в 5 раз котел должен быть остановлен в течение 4 часов по решению технического руководителя с уведомлением диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

До устранения причин нарушения качества питательной воды должны увеличиваться непрерывная и периодическая продувки при более частом контроле за качеством пара, а при превышении норм по содержанию общей жесткости должно проводиться усиленное фосфатирование котловой воды. При этом для котлов 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) допускается увеличение избытка фосфатов до 12 мг/дм^3.

В случае снижения в котловой воде значения pH ниже 7,5 и невозможности повышения его путем дозирования едкого натра или за счет устранения причин нарушения котел должен быть незамедлительно остановлен персоналом.

344. Качество конденсата турбин после конденсатных насосов первой ступени электростанций с прямоточными котлами давлением 140 - 255 кгс/см^2 (13,8 - 25 МПа) должно соответствовать следующим требованиям:

общая жесткость - не более 0,5 мкг-экв/дм^3 (при очистке 100% конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается временное повышение указанной нормы на срок не более 4 суток при условии соблюдения норм качества питательной воды);

удельная электрическая проводимость - не более 0,5 мкСм/см;

содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов - не более 20 мкг/дм^3.

345. Качество конденсата турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией должно соответствовать следующим требованиям:

для котлов давлением 40 кгс/см^2 (3,9 МПа) общая жесткость для котлов на жидком топливе должна составлять не более 5 мкг-экв/дм^3, на других видах топлива - не более 10 мкг-экв/дм^3;

для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) общая жесткость для котлов на жидком топливе должна составлять не более 1 мкг-экв/дм^3, на других видах топлива - не более 3 мкг-экв/дм^3;

для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) общая жесткость для котлов на любом виде

топлива должна составлять не более 1 мкг-экв/дм^3.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

Содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов должно быть не более 20 мкг/дм^3.

Для турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума с подогревом сетевой воды в конденсаторе, допускается отступление от указанных в абзацах втором - четвертом настоящего пункта значений по разрешению технического руководителя.

346. Качество обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов должно соответствовать следующим требованиям:

общая жесткость - не более 0,2 мкг-экв/дм^3;

содержание кремниевой кислоты - не более 20 мкг/дм^3;

содержание соединений натрия - не более 15 мкг/дм^3;

удельная электрическая проводимость - не более 0,5 мкСм/см.

Качество обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) должно соответствовать следующим требованиям:

общая жесткость - не более 1 мкг-экв/дм^3;

содержание кремниевой кислоты - не более 100 мкг/дм^3;

содержание соединений натрия - не более 80 мкг/дм^3;

удельная электрическая проводимость - не более 2 мкСм/см.

Допускается отступление от указанных в абзацах первом - десятом настоящего пункта значений, характеризующих качество обессоленной воды, по решению технического руководителя в зависимости от местных условий (качества исходной воды, схемы водоподготовительной установки, типа используемых ионитов, доли обессоленной воды в балансе питательной) при условии соблюдения требований к качеству питательной воды, установленных Правилами.

Качество добавочной воды для подпитки барабанных котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и ниже, а также качество внутристанционных составляющих питательной воды прямоточных и барабанных котлов (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата и других потоков) должно быть таким, чтобы обеспечивалось соблюдение требований к качеству питательной воды, установленных Правилами.

При загрязненности, вызывающей нарушение норм, внутристанционные составляющие питательной воды до возвращения в цикл должны быть подвергнуты очистке или сброшены.

Для вновь строящихся энергоблоков качество обессоленной воды должно обеспечивать требуемые параметры качества питательной воды и пара, установленные организациями -

изготовителями котла и турбины.

347. При снижении щелочности исходной воды H-Na-катионированием или добавлением кислоты остаточная общая щелочность химически очищенной воды должна быть в пределах 0,2 - 0,8 мг-экв/дм^3.

348. При появлении в исходной воде или в тракте водоподготовительной установки бактерий, вызывающих образование нитритов, должна проводиться обработка трубопроводов исходной воды и фильтрующих материалов осветлительных фильтров раствором хлорной извести с периодичностью, установленной техническим руководителем.

349. Качество дистиллята испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно соответствовать следующим требованиям:

содержание соединений натрия - не более 100 мкг/дм^3;

содержание свободной угольной кислоты - не более 2 мг/дм^3.

Дистиллят испарителей, применяемый для питания прямоточных котлов, должен быть дополнительно очищен до приведенных в пункте 346 Правил норм качества обессоленной воды для подпитки котлов.

350. Качество питательной воды испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно соответствовать следующим требованиям:

общая жесткость - не более 30 мкг-экв/дм^3 (при солесодержании исходной воды более 2000 мг/дм^3 - не более 75 мкг-экв/дм^3);

содержание кислорода - не более 30 мкг/дм^3;

содержание свободной угольной кислоты - 0. На основе опыта эксплуатации по решению технического руководителя допускается отступление от значений показателей, характеризующих качество питательной воды, указанных в абзацах втором - четвертом настоящего пункта.

При питании испарителей водой с общим солесодержанием более 2000 мг/дм^3 допускается фосфатирование.

Показатели качества концентрата и (или) конденсата испарителей и режим продувок должны быть установлены на основе инструкций организации - изготовителя испарителя, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплохимических испытаний, проводимых владельцем объекта электроэнергетики.

351. Качество конденсата, возвращаемого с производства, должно соответствовать следующим требованиям:

общая жесткость - не более 50 мкг-экв/дм^3;

содержание соединений железа - не более 100 мкг/дм^3;

содержание соединений меди - не более 20 мкг/дм^3;

содержание соединений кремниевой кислоты - не более 120 мкг/дм^3;

pH - не более 8,5 - 9,5;

перманганатная окисляемость - не более 5 мг O_2/дм^3;

содержание нефтепродуктов - не более 0,5 мг/дм^3.

Возвращаемый конденсат не должен содержать потенциально кислых или щелочных соединений, вызывающих отклонение значения pH котловой воды от установленных норм более чем на 0,5 единицы при неизменном режиме коррекционной обработки фосфатами или фосфатами и едким натром. При наличии в возвращаемом конденсате потенциально кислых или щелочных соединений он не должен приниматься электростанцией.

Если качество возвращаемого на электростанцию конденсата не обеспечивает норм качества питательной воды, должна быть предусмотрена очистка его до достижения таких норм.

352. В отношении объектов по производству электрической энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, эксплуатация которых осуществляется в соответствии с Правилами, требования к показателям качества сетевой воды, а также теплоносителя, используемого для компенсации расходов и технологических потерь сетевой воды в тепловых сетях и теплопотребляющих установках, устанавливаются главой IX Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от 14 мая 2025 г. N 511 <48> (далее - Правила технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок).
(в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

<48> Зарегистрирован Минюстом России 2 июня 2025 г., регистрационный N 82505. В соответствии с пунктом 3 приказа Минэнерго России от 14 мая 2025 г. N 511 данный акт действует до 1 сентября 2030 г.
(сноска в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

353. Методика расчета показателей значений карбонатного индекса подпиточной воды с учетом фактических суммарных присосов водопроводной воды в тепловую сеть, а также методика определения величины присосов водопроводной воды у каждого из потребителей и определения нормы суммарных присосов водопроводной воды в тепловую сеть с учетом проектного качества подпиточной воды теплоисточников, утверждаемые техническим руководителем владельца объекта по производству электрической энергии, должны быть согласованы с теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими деятельность в одной системе теплоснабжения, при заключении в соответствии с законодательством Российской Федерации о теплоснабжении соглашения об управлении системой теплоснабжения. В отношении источников тепловой энергии, функционирующих в режиме собственного потребления, указанные методики должны утверждаться техническим руководителем самостоятельно.

XXVII. Требования к эксплуатации станционных теплофикационных установок

354. Режим работы теплофикационных установок (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающих трубопроводах), входящих в состав объекта электроэнергетики, а также допустимые отклонения заданных параметров теплосети должны вестись в соответствии с заданием оперативно-диспетчерского персонала системы теплоснабжения с учетом пунктов 355 и 356 Правил.

355. Температура сетевой воды в подающих трубопроводах на основании соглашения об управлении системой теплоснабжения должна задаваться оперативно-диспетчерским персоналом системы теплоснабжения в зависимости от значений температуры наружного воздуха и других текущих климатических условий с учетом температурного графика системы теплоснабжения, материальной характеристики трубопроводов тепловых сетей.

Допускаемые значения отклонений от заданных теплового и гидравлического режимов не должны снижать качество теплоснабжения и не могут превышать следующих значений:

температуры сетевой воды в подающих трубопроводах +/- 3%;

давления сетевой воды в подающих трубопроводах +/- 5%;

давления сетевой воды в обратном трубопроводе +/- 0,2 кгс/см^2.

Давление сетевой воды в подающих трубопроводах при работе сетевых насосов должно быть выше давления насыщения при максимальной температуре сетевой воды не менее чем на 0,5 кгс/см^2 или величины кавитационного запаса на всасе насоса, указанного организацией-изготовителем, в случае если его величина превышает указанное минимальное значение.

Избыточное давление сетевой воды в обратном трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть не ниже 0,5 кгс/см^2.

Отклонение фактической среднесуточной температуры сетевой воды в обратном трубопроводе может превышать заданную температурным графиком системы теплоснабжения не более чем на +5%.

356. Для исполнения диспетчерской команды (распоряжения) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, направленной на предотвращение развития и ликвидацию нарушений нормального режима электрической части энергосистемы, дежурный персонал объекта по производству электрической энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, при отсутствии у него возможности выполнить указанную диспетчерскую команду (распоряжение) иными методами, кроме изменения температуры подаваемого в тепловую сеть теплоносителя, должен уведомить оперативно-диспетчерский персонал системы теплоснабжения о полученной диспетчерской команде (распоряжении) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и реализовать необходимые для ее выполнения меры по изменению температуры подаваемого в тепловую сеть теплоносителя в пределах и с продолжительностью, определяемых с учетом требований Правил ОДУ.

По истечении предельно допустимого времени изменения режим тепловой сети должен быть восстановлен с незамедлительным уведомлением диспетчерского персонала субъекта

оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике о начале восстановления режима тепловой сети.

357. Для сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний должны быть установлены:

расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;

температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;

предельно допустимое давление с водяной и паровой сторон;

расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.

На основе данных испытаний должны быть установлены потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании теплофикационной установки при расчетном расходе сетевой воды.

Испытания должны проводиться на вновь смонтированных теплофикационных установках, а также в процессе эксплуатации теплофикационных установок с периодичностью не реже 1 раза в 5 лет.

358. Регулирование температуры воды на выходе из сетевых подогревателей, на выводах тепловой сети должно быть равномерным со скоростью, не превышающей 30 °C в час.

359. При работе сетевых подогревателей должны быть обеспечены:

контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня;

отвод неконденсирующихся газов из парового пространства;

контроль за температурным напором;

контроль за нагревом сетевой воды;

контроль за гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.

Трубная система теплообменных аппаратов должна очищаться по мере загрязнения по графику, утвержденному техническим руководителем.

360. Устройства для автоматического включения резерва должны быть в постоянной готовности к действию и проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем.

361. 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 в размерах, установленных проектной документацией.

Качество подпиточной воды должно соответствовать требованиям, установленным главой IX Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих

установок.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

362. В случае подачи аварийной подпитки воды из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов для подпитки тепловой сети, качество которой не соответствует требованиям главы IX Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, подача такой воды должна осуществляться с разрешения технического руководителя объекта электроэнергетики с внесением записи об этом в оперативный журнал с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения. О факте подачи такой воды должен быть уведомлен оперативно-диспетчерский персонал системы теплоснабжения.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

В соединениях трубопроводов подпитывающего устройства с трубопроводами технической, циркуляционной или водопроводной воды должна быть предусмотрена ревизионная арматура между двумя закрытыми и опломбированными задвижками. При нормальной работе тепловых сетей ревизионная арматура должна быть открыта.

При подаче воды для подпитки тепловой сети должна быть обеспечена безопасность обслуживающего персонала в соответствии с мероприятиями, предусмотренными проектной документацией.

363. Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. От внезапного повышения давления должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов.

При возможности аварийного снижения давления сетевой воды в теплофикационной установке, подающих трубопроводах тепловой сети и системах теплопотребления должна быть предусмотрена защита от вскипания сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При невозможности обеспечения условий невскипания сетевой воды самозапуск и аварийное включение резервных сетевых или подпиточных насосов не допускается.

364. Эксплуатация баков аккумуляторов горячей воды должна быть организована и осуществляться в соответствии с требованиями, установленными главой X Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

365. Эксплуатация тепловых сетей источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, осуществляющих снабжение потребителей тепловой энергией и теплоносителем, в том числе станционных теплофикационных трубопроводов, должна быть организована и осуществляться в соответствии с требованиями, установленными главой XI Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

366. Границы области оперативного управления и оперативного ведения теплофикационным оборудованием, теплофикационными трубопроводами объекта по производству электрической энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, и тепловых сетей, входящих в систему теплоснабжения, устанавливаются по фланцам головных задвижек (сварным швам при

бесфланцевой запорной арматуре) на подающем и обратном трубопроводах со стороны тепловой сети, если иное не предусмотрено условиями договора теплоснабжения. При этом головные задвижки находятся в оперативном управлении персонала единой теплоснабжающей организации.

367. Вывод источников тепловой энергии в ремонт должен осуществляться по планам, разрабатываемым в соответствии с Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 8 июля 2023 г. N 1130 <49>.
(п. 367 в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

<49> В соответствии с пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 8 июля 2023 г. N 1130 срок действия Правил вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей ограничен 31 августа 2030 г.
(сноска в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

XXVIII. Требования к эксплуатации системы управления технологическими процессами

368. Системы управления технологическими процессами при включенном технологическом оборудовании должны постоянно находиться в работе в проектном объеме и обеспечивать выполнение заданных функций и качества работы технологического оборудования.

Исправность средств автоматического включения резервного электрического питания систем управления технологическими процессами и исправность сигнализации наличия напряжения питания должны проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем.

Электропитание системы управления должно осуществляться по группам потребителей: технологические защиты и их датчики, устройства дистанционного управления и блокировки, приборы технологического контроля и их датчики, устройства аварийной предупредительной сигнализации, системы обнаружения и тушения пожара, средства авторегулирования, средства вычислительной техники и их датчики. Потребители всех групп, кроме средств вычислительной техники, должны быть разделены на подгруппы по технологическому принципу: для котельного и турбинного отделений.

Распределение по подгруппам, группам должно осуществляться через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания без останова основного оборудования.

Для блочных установок источниками оперативного тока напряжением 220 (380) В должны быть шины РУ СН 0,4 кВ своего или соседнего энергоблока, от которого не резервируются шины РУ СН 0,4 кВ такого энергоблока, инверторы агрегатов бесперебойного питания, шины щита постоянного тока.

Действие сигнализации должно быть обеспечено при полной потере питания как любой группы потребителей, так и одного из вводов.

Исправность средств автоматического включения резервного электрического питания устройств управления и исправность устройств сигнализации наличия напряжения питания должны проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем.

369. При эксплуатации систем управления технологическими процессами должны контролироваться и обеспечиваться проектные условия эксплуатации АСУ ТП.

Система кондиционирования воздуха должна содержаться в состоянии, обеспечивающем функционирование технических средств, систем управления.

370. Дверцы щитов (сборок, шкафов) системы управления должны быть заперты. Комплект ключей должен находиться у оперативного персонала объекта электроэнергетики.

371. Аппаратура, установленная на панелях, пультах и по месту, первичные преобразователи, запорная арматура импульсных линий, а также сборки зажимов должны оснащаться надписями, указывающими их назначение.

Щиты, переходные коробки, исполнительные механизмы, все зажимы и подходящие к ним кабели, провода и жилы кабелей, а также трубные соединительные (импульсные) линии должны иметь маркировку.

372. У заборных устройств, первичных преобразователей и исполнительных механизмов должны быть устроены площадки для обслуживания.

373. После капитального ремонта оборудования все импульсные линии должны быть продуты.

Импульсные линии, в которые возможно попадание воздуха или шлама, а также периодичность их продувки должны быть определены в производственной (местной) инструкции.

Операции с первичными запорными органами на отборных устройствах при эксплуатации (открытие, закрытие) должен осуществлять персонал, обслуживающий такое технологическое оборудование.

374. Опробование технологических защит должно проводиться согласно графику, утвержденному техническим руководителем. При невозможности проверки исполнительных операций защит в связи с тепловым состоянием защищаемого оборудования опробование защиты должно проводиться без воздействия на исполнительные устройства.

Перед пуском защищаемого оборудования после его капитального и среднего ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит должна проверяться исправность и готовность защит к включению путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Перед пуском защищаемого оборудования после его простоя в течение более 3 суток должно проверяться действие защит на все исполнительные устройства, а также операции включения резерва технологического оборудования.

Опробование должно проводиться персоналом технологического цеха и персоналом,

обслуживающим технические средства.

Опробование защит с воздействием на оборудование должно проводиться после окончания работ на оборудовании, участвующем в работе защит.

375. Средства технологических защит (первичные измерительные преобразователи, измерительные приборы, ряды зажимов, ключи и переключатели, запорная арматура импульсных линий) должны иметь внешние отличительные признаки (красный цвет и другие).

Панели защит с обеих сторон и установленная на них аппаратура должны оснащаться надписями, указывающими на их назначение.

Значения уставок срабатывания защит должны быть выделены на шкалах или дисплеях приборов.

376. Работа технологических защит должна осуществляться с алгоритмами, определенными организацией-изготовителем защищаемого оборудования. При настройке технологических защит должны применяться значения уставок и выдержек времени срабатывания технологических защит, определенные документацией организации-изготовителя защищаемого оборудования или наладочной организацией.

В случае модернизации оборудования или отсутствия указанных данных у организаций-изготовителей значения уставок и выдержек времени должны устанавливаться владельцем объекта электроэнергетики на основании результатов испытаний.

Устройства для изменения уставок (кроме регистрирующих приборов) должны быть опломбированы. Снятие пломб должно проводиться персоналом, обслуживающим средства защиты, с записью об этом в оперативном журнале.

377. При останове оборудования вследствие действия технологических защит должна быть возможность определения защиты, сработавшей первой.

Специальные средства фиксации защиты, сработавшей первой, включая регистраторы событий, должны находиться во включенном состоянии в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

Случаи срабатывания технологических защит, а также их отказов должны учитываться, а причины и виды неисправностей анализироваться.

378. Технологические регуляторы, введенные в эксплуатацию, должны поддерживаться в состоянии, обеспечивающем поддержание технологических параметров, регламентированных документацией организаций-изготовителей и производственными (местными) инструкциями.

Отключение исправных автоматических регуляторов допускается в случаях, указанных в производственных (местных) инструкциях по эксплуатации.

По каждому контуру регулирования, введенному в эксплуатацию, на электростанции должны быть данные, необходимые для восстановления его настройки после ремонта или замены вышедшей из строя аппаратуры.

379. Средства логического управления, введенные в эксплуатацию, должны быть в

состоянии, обеспечивающем выполнение технологических алгоритмов (программ). Проверка работоспособности средств логического управления должна проводиться после проведения ремонтных работ во внешних цепях или в шкафах. Проверка должна выполняться технологическим персоналом и персоналом, обслуживающим систему управления. Проверка должна быть проведена с воздействием на исполнительные органы, если этому не препятствует тепловое состояние оборудования. В противном случае она должна осуществляться без воздействия на исполнительные органы.

Объем и порядок проведения проверок работоспособности должны устанавливаться в производственной (местной) инструкции.

380. Производство ремонтных и наладочных работ в исполнительных (внешних) цепях средств логического управления на работающем оборудовании не допускается.

Проведение наладочных работ в шкафах средств логического управления допускается при условии отключения от них исполнительных цепей и по программам, утвержденным техническим руководителем. Подсоединение исполнительных цепей к средствам логического управления должно осуществляться на остановленном оборудовании.

XXIX. Требования к золоулавливанию и золоудалению

381. Эксплуатация золоулавливающих установок электростанций должна осуществляться в соответствии с требованиями Правил эксплуатации установок очистки газа, утвержденных приказом Минприроды России от 21 марта 2025 г. N 124 <50>.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

<50> Зарегистрирован Минюстом России 30 апреля 2025 г., регистрационный N 82023. В соответствии с пунктом 3 приказа Минприроды России от 21 марта 2025 г. N 124 срок его действия ограничен 1 сентября 2031 г.
(сноска в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

На основании проектной документации и положений Правил на объекте электроэнергетики, эксплуатирующем золоотвал(ы), должны быть разработаны производственные (местные) инструкции, технологическая карта заполнения водой, золошлаками и (или) их выдачи.

382. При повышении температуры дымовых газов за электрофильтрами выше температуры газов перед ними должно быть снято высокое напряжение со всех полей. В случае обнаружения очагов возгорания в электрофильтре должен быть остановлен котел, после чего устранено аварийное состояние.

383. Сбросы посторонних вод в оборотную систему гидрозолоудаления допускаются при соблюдении утвержденной проектной технологии, общего водного баланса системы. Общее количество добавляемой воды не должно превышать фактические ее потери из системы в течение календарного года.

384. Для продления срока службы золошлакопроводов допускается периодически выполнять поворот труб. Периодичность поворота определяется на основе опыта эксплуатации установленных на объекте систем золо- и шлакоудаления.

385. Не менее чем за три года до окончания заполнения существующего золоотвала объекта электроэнергетики эксплуатирующем золоотвал лицом должно быть обеспечено наличие проекта создания новой емкости для хранения.

386. На границах золоотвалов, бассейнов и каналов осветленной воды, а также на дорогах в зоне расположения внешней системы золоудаления должны быть установлены предупреждающие и запрещающие знаки в соответствии с Правилами установления охранных зон объектов по производству электрической энергии и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. N 1033 <51>.

<51> Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, N 47, ст. 6113; 2019, N 4, ст. 328.

387. Эксплуатация и контроль за состоянием дамб золоотвалов должны быть организованы в соответствии с требованиями законодательства о безопасности ГТС и проектной документации.

Наращивание дамб золоотвалов без проектной документации не допускается.

XXX. Требования к контролю за состоянием металла

388. На опасных производственных объектах контроль за состоянием металла оборудования должен проводиться в соответствии с Правилами промышленной безопасности ОПО.

Контроль за состоянием металла оборудования, не входящего в состав опасных производственных объектов, должен проводиться в порядке, установленном техническим руководителем.

389. Организация работ по подготовке и проведению контроля должна возлагаться на технического руководителя.

На объекте электроэнергетики должен быть организован постоянный сбор и анализ информации о наработке элементов оборудования, результатах неразрушающего и разрушающего контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий по повышению надежности оборудования.

Контроль за состоянием металла должен возлагаться на лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования.

Технические документы, в которых регистрируются результаты контроля оборудования, должны храниться вместе с паспортом оборудования до его списания.

390. Контроль за состоянием металла должен проводиться по планам, утвержденным техническим руководителем, в сроки и объемах, предусмотренных производственными (местными) инструкциями и документацией организации-изготовителя оборудования.

391. При неудовлетворительных результатах контроля за состоянием металла

ответственных деталей и узлов (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, главных паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбины) или выработке ими нормативного срока службы должна быть образована комиссия, которая должна рассматривать результаты контроля за состоянием металла за все время эксплуатации, заключение организации, проводившей техническое диагностирование оборудования, другие необходимые документы и принимать решение о возможности дальнейшей эксплуатации.

Порядок работы комиссии, указанной в абзаце первом настоящего пункта, устанавливается организационно-распорядительным документом владельца объекта электроэнергетики.

392. Для конкретной электростанции допускается разработка производственной (местной) инструкции по контролю за состоянием металла, учитывающей особенности эксплуатации этой электростанции.

XXXI. Требования к эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов

393. При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, бесперебойная работа систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

394. Автоматические регуляторы возбуждения (далее - АРВ) должны быть постоянно включены в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов (в том числе ограничение минимального возбуждения, каналы стабилизации для АРВ сильного действия) допускается для ремонта или проверки.

Для генераторов мощностью менее 60 МВт, оснащенных АРВ сильного действия, допускается работа с выведенными системным стабилизатором и каналами стабилизации.

Выбор, проверка, корректировка и реализация параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должны осуществляться в соответствии с Требованиями к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 98 <52> (далее - Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения).

<52> Зарегистрирован Минюстом России 3 июня 2019 г., регистрационный N 54828.

395. Настройка и функционирование АРВ должны быть согласованы с допустимыми режимами работы синхронных генераторов (синхронных компенсаторов).

У владельца объекта электроэнергетики должна быть информация о параметрах настройки АРВ.

На резервных возбудителях должна быть обеспечена форсировка возбуждения кратностью не ниже 1,3 номинального напряжения ротора.

396. При эксплуатации АРВ, а также отдельные устройства форсировки рабочего

возбуждения (при наличии) должны быть настроены так, чтобы при понижении напряжения на выводах синхронного генератора (синхронного компенсатора) ниже заданных параметров релейной форсировки были обеспечены:

предельный ток возбуждения и предельное установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме, за исключением ограничений, установленных документацией организации-изготовителя для отдельных типов генераторов и синхронных компенсаторов, введенных в эксплуатацию до вступления в силу Правил;

быстродействие и максимальная скорость нарастания напряжения возбуждения в соответствии с Требованиями к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения;

работа релейной форсировки возбуждения и автоматическое ограничение заданной длительности форсировки;

ограничение до двукратного значения тока ротора (для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ которых оснащены ограничителями тока ротора) при работе в сети с выдержкой времени на ввод, задаваемой в диапазоне от 0,1 секунды до 0,6 секунд;

ограничение максимального напряжения ротора и тока возбуждения бесщеточного возбудителя (для бесщеточных систем возбуждения).

397. В условиях эксплуатации переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения синхронных генераторов от сети.

Переходы с рабочего канала регулирования возбуждения на резервный и обратно должны проводиться без изменения режима работы синхронных генераторов.

Плановые переводы синхронного генератора с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться не реже 1 раза в полугодие и выполняться в соответствии с графиком, определяемом техническим руководителем. Генераторы, оснащенные устройствами автоматического перехода на резервный канал возбуждения, должны эксплуатироваться на основании производственных (местных) инструкций, разработанных с учетом требований инструкций организаций-изготовителей.

398. На генераторах и синхронных компенсаторах, не имеющих обмоток отрицательного возбуждения, должна быть установлена и постоянно находиться в работе защита обмотки ротора от перенапряжений в соответствии с документацией организации-изготовителя и (или) проектной документацией.

399. Плановые отключения генераторов от сети при наличии положительной мощности на выводах машин не допускаются.

400. Генераторы турбинных или газопоршневых установок при переходе в режим электродвигателя должны быть отключены, для чего должна быть установлена защита от обратной мощности генератора, если иное не указано в производственной (местной) инструкции.

401. Резервные источники маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны

автоматически включаться в работу при отключении рабочего источника и понижении давления (расхода) масла ниже предела, установленного в документации организации-изготовителя генератора.

Для резервирования основных источников маслоснабжения уплотнений генераторов мощностью 60 МВт и более должны быть постоянно включены демпферные баки, запас масла в которых должен обеспечивать подачу масла и поддержание положительного перепада давлений "масло-водород" на уплотнениях вала в течение всего времени выбега турбоагрегата со срывом вакуума в случаях отказа всех источников маслоснабжения, если иное не установлено в документации организации-изготовителя генератора и синхронного компенсатора и (или) проектной документацией.

402. Турбогенераторы и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением после монтажа и ремонта должны вводиться в работу при номинальном давлении водорода.

Для турбогенераторов, имеющих водородное или водородно-водяное охлаждение активных частей, работа на воздушном охлаждении под нагрузкой не допускается.

Непродолжительная работа таких турбогенераторов при воздушном охлаждении допускается в режиме холостого хода без возбуждения с температурой воздуха не выше указанной в документации организации-изготовителя. Для турбогенераторов серии ТВФ допускается кратковременное возбуждение турбогенератора, отключенного от сети.

403. Устройства для пожаротушения генераторов и синхронных компенсаторов, находящихся в работе или резерве, должны находиться в исправном состоянии и быть в постоянной готовности к тушению пожара или возгорания.

404. При пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться контроль:

электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения;

температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников;

давления, в том числе перепада давлений на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конструктивные части;

давления и чистоты водорода;

давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала;

герметичности систем жидкостного охлаждения;

влажности газовой среды, заполняющей корпус турбогенераторов;

уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов, в масляных ваннах подшипников и подпятников гидрогенераторов;

вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов, крестовин и подшипников

гидрогенераторов, если иное не установлено в документации организации-изготовителя генератора и синхронного компенсатора.

405. Периодичность определения показателей работы газомасляной и водяной систем генераторов и синхронных компенсаторов, находящихся в работе или резерве, должна определяться в соответствии с документацией организации-изготовителя генератора и синхронного компенсатора. При отсутствии данных в документации организации-изготовителя определение показателей работы газомасляной и водяной систем генераторов и синхронных компенсаторов должно осуществляться со следующей периодичностью:

температуры точки росы (влажности) газа в корпусе турбогенератора - не реже 1 раза в неделю, а при неисправной системе индивидуальной осушки газа или влажности, превышающей допустимую, - не реже 1 раза в сутки;

влажности газа внутри корпуса турбогенератора с полным водяным охлаждением должны контролироваться непрерывно автоматически;

газоплотности корпуса машины (суточной утечки водорода) - не реже 1 раза в месяц;

чистоты водорода в корпусе машины - не реже 1 раза в неделю по контрольным химическим анализам и непрерывно по автоматическому газоанализатору, а при неисправности автоматического газоанализатора - не реже 1 раза в смену;

содержания водорода в газовых ловушках обмоток статоров и газоохладителей турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением, в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов - непрерывно автоматическим газоанализатором, действующим на сигнал, а при неисправности или отсутствии такого газоанализатора - переносным газоанализатором или индикатором не реже 1 раза в сутки;

содержания кислорода в водороде внутри корпуса машины, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора - в соответствии с утвержденным графиком по данным химического контроля;

показателей качества дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток и других частей генератора - в соответствии с утвержденными графиками химического контроля.

406. Если иное не установлено в документации организации-изготовителя генератора и синхронного компенсатора, чистота водорода должна быть не ниже следующих значений:

в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением и синхронных компенсаторов всех типов - 98%;

в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 0,5 кгс/см (50 кПа) и выше - 97%, при избыточном давлении водорода до 0,5 кгс/см (50 кПа) - 95%.

Температура точки росы водорода при рабочем давлении или воздуха в корпусе турбогенератора должна быть не выше 15 °С и ниже температуры воды на входе в газоохладители.

Температура точки росы воздуха в корпусе генератора с полным водяным охлаждением должна быть не выше значения, устанавливаемого инструкцией организации-изготовителя.

407. Содержание кислорода в водороде в корпусе генератора (синхронного компенсатора) должно быть не более 1,2%, а в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора - не более 2%.

408. Содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов должно быть менее 1%.

Работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов 1% и выше, а в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны) более 2% не допускается.

409. Колебания давления водорода в корпусе генератора (синхронного компенсатора) при номинальном избыточном давлении водорода до 1 кгс/см^2 (100 кПа) должны быть не более 20%, а при большем избыточном давлении допускаются не более +/- 0,2 кгс/см^2 (20 кПа).

410. На всасывающих магистралях маслонасосов синхронных компенсаторов при работе на водородном охлаждении должно быть обеспечено избыточное давление масла не менее 0,2 кгс/см^2 (20 кПа).

411. Давление масла в уплотнениях при неподвижном и вращающемся роторе генератора должно превышать давление водорода в корпусе машины. Низший и высший пределы перепада давлений должны определяться в соответствии с документацией организации-изготовителя генератора.

412. В системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны быть постоянно включены в работу регуляторы давления масла (уплотняющего, прижимного, компенсирующего).

413. Суточная утечка водорода в генераторе (синхронном компенсаторе) должна быть не более 5%, а суточный расход с учетом продувок - не более 10% общего количества газа при рабочем давлении, если иное не установлено документацией организации-изготовителя.

414. Генераторы должны включаться в сеть способом точной синхронизации, за исключением случаев, указанных в абзаце третьем настоящего пункта.

При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

При ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистемы или на объекте электроэнергетики турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и гидрогенераторы допускается включать на параллельную работу способом самосинхронизации, если иное не установлено в документации организации-изготовителя. Турбогенераторы большей мощности допускается включать на параллельную работу указанным способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0. Указанные способы

включения должны быть согласованы владельцем объекта электроэнергетики с организацией-изготовителем.

415. Генераторы в случае сброса нагрузки и отключения, не сопровождающегося повреждением агрегата или неисправной работой системы регулирования турбины, допускается включать в сеть без осмотра.

416. Скорость набора и изменения активной нагрузки для всех генераторов должна определяться с учетом условий работы турбины или котла и по результатам комплексных испытаний в соответствии с Правилами проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования.

417. Скорость повышения напряжения на генераторах и синхронных компенсаторах не должна ограничиваться.

418. Скорость изменения реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не должна ограничиваться. На турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток скорость изменения реактивной нагрузки в нормальных режимах должна быть не выше скорости набора активной нагрузки, а при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима в энергосистеме или на объекте электроэнергетики не должна ограничиваться.

419. Номинальная мощность генераторов (для всех турбогенераторов мощностью 30 МВт и более, всех турбогенераторов ГТУ и ПГУ, всех гидрогенераторов), а также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения при номинальном коэффициенте мощности, и номинальная мощность синхронных компенсаторов должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до +/- 5% и частоты до +/- 2,5% номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6%, если в документации организации-изготовителя не установлены большие значения величин по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах +/- 5% от номинального длительно допускается при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

420. В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до +/- 5% от номинального длительно допускается при требуемых параметрах охлаждения.

421. Для генераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110% номинального. При напряжении выше 105% номинального допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с документацией организации-изготовителя или по результатам испытаний.

422. Перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, не допускается, за исключением кратковременной перегрузки в случаях, указанных в абзацах втором и третьем настоящего пункта.

При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистемы или на объекте электроэнергетики генераторы и синхронные компенсаторы допускается перегружать по токам статора и ротора согласно документации организации-изготовителя или по решению технического руководителя.

При отсутствии указаний в документации организации-изготовителя при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима в энергосистеме или на объекте электроэнергетики допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора в соответствии с приложением N 7 к Правилам.

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток должна определяться допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора в соответствии с приложением N 7 к Правилам.

423. Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток должна определяться допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора в соответствии с приложением N 8 к Правилам.

424. При появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или цепи генераторного напряжения блочный генератор (синхронный компенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключателя должен автоматически отключаться, а при отказе защиты - незамедлительно разгружаться и отключаться от сети персоналом:

на блоках генератор-трансформатор (компенсатор-трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам СН - независимо от значения емкостного тока замыкания;

при замыкании на землю в обмотке статора блочных генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью СН или потребителей, - при токах замыкания 5 А и более.

Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора генераторов и компенсаторов, работающих на сборные шины при естественном токе замыкания на землю 5 А и более.

425. При появлении замыкания на землю в цепях генераторного напряжения блочных генераторов (компенсаторов), имеющих электрическую связь с сетью СН или сетью потребителей и включенных на сборные шины генераторов (компенсаторов), когда емкостный ток замыкания не превышает 5 А и защиты действуют на сигнал или нечувствительны, работа генераторов (компенсаторов) допускается в течение не более 2 часов (для поиска места замыкания, перевода нагрузки).

При выявлении замыкания в обмотке статора генератор (компенсатор) должен быть

отключен.

Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по решению технического руководителя допускается работа генератора или синхронного компенсатора с замыканием на землю в сети продолжительностью до 6 часов.

426. При появлении сигнала или определении снижения сопротивления изоляции на величину, установленную техническим руководителем, цепи возбуждения турбогенератора с непосредственным охлаждением обмотки ротора, турбогенератор должен быть в течение 1 часа с момента появления сигнала или определения указанного снижения сопротивления, а при замыкании на землю - незамедлительно, переведен на резервный возбудитель или резервный тиристорный канал возбуждения.

Если сопротивление изоляции восстановится, генератор может быть оставлен в работе. Если сопротивление изоляции останется пониженным, но выше предельного наименьшего значения, установленного в документации организации-изготовителя или техническим руководителем, турбогенератор при первой возможности, но не позднее чем через 7 суток, должен быть выведен в ремонт.

При отсутствии резервного возбудителя, невозможности его использования или неисправности резервного канала возбуждения, а также при дальнейшем понижении сопротивления изоляции (ниже предельного наименьшего значения) при работе на резервном возбуждении турбогенератор должен быть в течение 1 часа разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

При появлении замыкания на землю (снижении сопротивления изоляции АЛ ниже 2 кОм) в цепи возбуждения турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки ротора турбогенератор должен быть переведен на резервный возбудитель или резервный канал возбуждения. Если замыкание на землю исчезнет, допускается оставить генератор в работе. При обнаружении замыкания на землю в обмотке ротора турбогенератор должен быть выведен в ремонт. До вывода в ремонт при устойчивом замыкании обмотки ротора на корпус должна быть введена защита от двойного замыкания на землю в обмотке ротора с действием на сигнал или отключение. При появлении сигнала турбогенератор должен быть незамедлительно разгружен и отключен от сети.

Если защита от двойного замыкания не предусмотрена или не может быть введена, то турбогенератор должен быть в течение 1 часа разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

Работа гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с замыканием на землю в цепи возбуждения не допускается.

427. Допускается длительная работа с разностью токов в фазах, не превышающей 12% номинального для турбогенераторов и 20% для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов.

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах 20% при мощности 125 МВА и ниже, 15% - при мощности свыше 125 МВА.

Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах 10%.

Не допускается превышение значения тока в фазах выше номинального.

428. Допускается кратковременная работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток допускается нагрузка в указанном режиме до 60% номинальной, а продолжительность работы при этом - не более 30 минут.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения асинхронизированных генераторов и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток должны определяться техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя.

Работа гидрогенераторов и турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения не допускается.

Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора любого типа относительно других генераторов электростанции не допускается.

429. Допустимость и продолжительность работы генератора в режиме электродвигателя должны учитывать условия работы турбины и определяться техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя.

430. Работа генераторов с коэффициентом мощности ниже номинального и в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (в индуктивном квадранте) без ограничения по продолжительности или в течение времени, превышающего установленную технической документацией продолжительность данной работы, допускается при токе возбуждения не выше длительно допустимого при параметрах охлаждающих сред, при которых функционируют генераторы.

Допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора и синхронных компенсаторов с недовозбуждением (в емкостном квадранте) должна быть установлена в документации организации-изготовителя, а при отсутствии указаний организации-изготовителя - техническим руководителем на основании результатов специальных тепловых испытаний.

431. Допускается работа генераторов с косвенным охлаждением обмоток без ограничения по продолжительности или в течение времени, превышающего установленную технической документацией продолжительность данной работы, при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы с сохранением номинального значения полной мощности.

Допустимые длительные нагрузки генераторов в режиме работы с недовозбуждением, а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением должны быть установлены техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя и состояния стали сердечника генератора.

При работе генераторов в режиме недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.

432. Работа генераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения, не допускается.

В случае прекращения циркуляции охлаждающей жидкости в обмотках с непосредственным жидкостным охлаждением нагрузка должна быть автоматически снята в течение двух минут, если в документации организации-изготовителя не установлены другие требования с меньшим временем снятия нагрузки, генератор должен быть отключен от сети и возбуждение снято.

433. Сопротивление изоляции всей цепи возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения, измеренное мегаомметром на напряжение 500 - 1000 В, должно быть не менее 0,5 МОм.

При водяном охлаждении обмотки ротора или элементов системы возбуждения допустимые значения сопротивления изоляции цепи возбуждения должны определяться в соответствии с документацией организаций-изготовителей генераторов и систем возбуждения.

Работа генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения ниже нормированных значений, допускается по решению технического руководителя.

434. Качество дистиллята (изоляционного масла), циркулирующего в системе жидкостного охлаждения обмоток и выпрямительных установок генераторов, должно соответствовать проектной документации и (или) документации организаций-изготовителей генераторов и систем возбуждения.

При понижении удельного сопротивления дистиллята до значения, установленного техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя, генератор должен быть разгружен, отключен от сети, и возбуждение снято.

435. Исправность изоляции подшипников и уплотнений вала турбогенераторов, подшипников синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением и возбудителей, а также подшипников и подпятников гидрогенераторов (если позволяет конструкция последних) должна проверяться не реже 1 раза в месяц.

Исправность изоляции подшипников синхронных компенсаторов с водородным охлаждением должна проверяться при капитальном ремонте.

Сопротивление изоляции подшипников и корпусов уплотнений вала генераторов, синхронных компенсаторов и возбудителей при полностью собранных маслопроводах, измеренное при монтаже или ремонте мегаомметром на напряжение 1000 В, должно быть не менее 1 МОм, а для подпятников и подшипников гидрогенераторов - не менее 0,3 МОм, если в документации организации-изготовителя не указано иное.

436. Для предотвращения повреждений генератора, работающего в блоке с трансформатором, при неполнофазных отключениях или включениях выключателя генератор должен быть отключен смежными выключателями секции или системы шин, к которой

присоединен блок.

437. Заполнение генераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом и освобождение от него в нормальных условиях должны проводиться при неподвижном роторе или вращении его от валоповоротного устройства.

В аварийных ситуациях освобождение от водорода может быть начато во время выбега машины.

Водород или воздух должен быть вытеснен из генератора (синхронного компенсатора) инертными газами (углекислым газом или азотом) в соответствии с инструкцией по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов, утвержденной техническим руководителем.

438. На тех электростанциях, где установлены генераторы с водородным охлаждением, запас водорода должен обеспечивать его 10-дневный эксплуатационный расход и однократное заполнение одного генератора наибольшего газового объема, а запас углекислого газа или азота - шестикратное заполнение генератора с наибольшим газовым объемом.

При наличии на электростанции резервного электролизера допускается уменьшение запаса водорода в ресиверах на 50%.

Требования абзацев первого и второго настоящего пункта не распространяются на потребителей электрической энергии, владеющих установками по производству водорода и азота, при условии обеспечения питания водородом от двух источников по двум взаимно резервируемым трубопроводам, пропускная способность каждого из которых обеспечивает однократное заполнение одного генератора наибольшего газового объема.

439. Запас водорода на подстанциях, где установлены синхронные компенсаторы с водородным охлаждением, должен обеспечивать 20-дневный эксплуатационный расход водорода и однократное заполнение одного компенсатора с наибольшим газовым объемом, а при наличии электролизной установки - 10-дневный расход и однократное заполнение указанного компенсатора. Запас углекислого газа или азота на таких подстанциях должен обеспечивать трехкратное заполнение этого же компенсатора.

Профилактические испытания и измерения на генераторах и синхронных компенсаторах должны проводиться в соответствии с документацией организации - изготовителя.

440. Для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на останавливающийся генератор (за исключением генераторов гидротурбинных установок) при плановых и аварийных отключениях генераторов (блоков генератор-трансформатор) должны быть незамедлительно выполнены необходимые отключения в схеме электрических соединений.

441. При обнаружении или диагностировании кругового огня на контактных кольцах турбо- и гидрогенераторов, а также на коллекторе возбудителя турбина должна быть незамедлительно отключена персоналом, снято возбуждение и генератор отключен от сети.

442. Турбогенераторы с замкнутой системой воздушного охлаждения должны эксплуатироваться с включенными в работу и исправными устройствами предотвращения попадания загрязнений из окружающего воздуха внутрь турбогенератора (системой наддува,

фильтрами).

443. Турбогенераторы с разомкнутой системой охлаждения должны быть оборудованы устройствами подвода наружного воздуха, очистки и рециркуляции охлаждающего турбогенератор воздуха.

444. Пуск обратимых гидроагрегатов мощностью менее 30 МВт в насосный режим допускается осуществлять методом прямого асинхронного пуска. Возможность прямых асинхронных пусков в насосный режим обратимых гидроагрегатов мощностью 30 МВт и более должна определяться на основании документации организации-изготовителя гидроагрегата и должна быть согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Останов обратимых гидроагрегатов при наличии устройств плавного пуска должен осуществляться электроторможением с рекуперацией энергии в энергосистему.

Плановые отключения обратимых гидроагрегатов из насосного режима допускается проводить при наличии активной мощности на выводах машин. Допустимая величина активной мощности, при которой возможно такое отключение, должна определяться в соответствии с документацией организации-изготовителя гидроагрегата.

XXXII. Требования к эксплуатации электродвигателей

445. При эксплуатации электродвигателей, их пускорегулирующих устройств и защит должна быть обеспечена их надежная работа при пуске и в рабочих режимах.

446. Все электродвигатели должны иметь на корпусе сокращенную маркировку, общую с механизмом и соответствующую технологической схеме.

На пусковых устройствах, шкафах регулируемого электропривода, у кнопок или ключей управления выключателями (автоматическими выключателями или магнитными пускателями) электродвигателей должны быть надписи, указывающие, к какому электродвигателю они относятся, какая кнопка или какое направление поворота ключа относится к пуску и останову электродвигателя.

447. На шинах СН электростанции напряжение должно поддерживаться в пределах 100 - 105% номинального. Допускается работа электродвигателей при напряжении 90 - 110% номинального с сохранением их номинальной мощности.

При изменении частоты питающей сети в пределах +/- 2,5% от номинального значения допускается работа электродвигателей с номинальной мощностью.

Номинальная мощность электродвигателей должна сохраняться при одновременном отклонении напряжения до +/- 10% и частоты до +/- 2,5% от номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой или с пониженным напряжением и повышенной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 10%.

448. На электродвигатели и приводимые ими механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения.

449. Открытые вращающиеся части (соединительные муфты, шкивы, концы вала, ременные и зубчатые передачи) должны быть ограждены.

450. Степени защиты персонала от прикосновения к токоведущим или движущимся частям, находящимся внутри электродвигателей, степени защиты от проникновения твердых инородных тел и воды внутрь электродвигателей должны соответствовать межгосударственному стандарту ГОСТ IEC 60034-5-2011 "Машины электрические вращающиеся. Часть 5. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин (Код IP)" <53>, если иное не установлено документацией организации-изготовителя.

<53> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 29 ноября 2011 г. N 40) и введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Росстандарта от 13 декабря 2011 г. N 1165-ст (М., Стандартинформ, 2013 г.).

451. Корпус электродвигателя и металлическая оболочка питающего кабеля должны быть заземлены с обеспечением видимой связи соединения между корпусом электродвигателя и контуром заземления.

Заземляющий проводник должен быть соединен сваркой с металлическим основанием или с помощью болтового соединения со станиной электродвигателя.

452. Продуваемые электродвигатели, устанавливаемые в пыльных помещениях и помещениях с повышенной влажностью, должны быть оборудованы устройствами подвода чистого охлаждающего воздуха. Количество воздуха, продуваемого через электродвигатель, а также его параметры (температура, содержание примесей) должны соответствовать требованиям документации организации-изготовителя или установленным техническим руководителем требованиям.

Устройства для регулирования расхода воздуха и избыточного давления воздуха после окончательной регулировки должны быть закреплены и опломбированы.

Плотность тракта охлаждения (воздуховодов, узлов присоединения кожухов воздуховодов к корпусу электродвигателя, заслонок) должна проверяться не реже одного раза в год.

Индивидуальные электродвигатели внешних вентиляторов охлаждения должны автоматически включаться и отключаться при включении и отключении основных электродвигателей.

453. Электродвигатели с водяным охлаждением обмотки ротора и активной стали статора, а также со встроенными водяными воздухоохладителями должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими о снижении давления и расхода воды ниже допустимого, а также появлении воды в корпусе электродвигателя.

Эксплуатация оборудования и аппаратуры систем водяного охлаждения, качество конденсата и воды должны соответствовать требованиям документации организации-изготовителя или установленным техническим руководителем требованиям.

454. На электродвигателях, имеющих принудительную смазку подшипников, должна быть установлена защита, действующая на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры подшипников или прекращении поступления смазки.

455. Для тепломеханического оборудования (электроприводы механизмов, отключение которых приводит к нарушению технологического процесса и снижению нагрузки котлов, турбин, генераторов, но не вызывает повреждения основного оборудования; электроприводы механизмов, отключение которых может привести к повреждению котла, турбины, генератора, а также устройства автоматики и регулирования, установленные на этом оборудовании) при перерыве в электропитании должно быть обеспечено сохранение технологического процесса выработки тепловой и электрической энергии при повторной подаче напряжения от рабочего или резервного источника питания.

Допустимое время перерыва электропитания такого оборудования определяется успешностью группового самозапуска электродвигателей и не должно превышать 2,5 секунды.

Перечень тепломеханического оборудования, указанного в абзаце первом настоящего пункта, должен быть утвержден техническим руководителем, если такой перечень не определен проектной документацией.

456. Электродвигатели с короткозамкнутыми роторами допускается пускать из холодного состояния два раза подряд, из горячего - один раз, если документацией организации-изготовителя не установлены иные требования. Последующие пуски допускаются после охлаждения электродвигателя в течение времени, установленного документацией организации-изготовителя или техническим руководителем.

Повторные включения электродвигателей в случае отключения их основными защитами допускаются после обследования и проведения контрольных измерений сопротивления изоляции.

Для двигателей ответственных механизмов, не имеющих резерва, повторное включение допускается после внешнего осмотра двигателя.

Повторное включение двигателей в случаях действия резервных защит до выяснения причины отключения не допускается.

Особенности пуска и других режимов работы двухскоростных электродвигателей и двигателей с регулируемой частотой вращения должны определяться техническим руководителем.

457. Электродвигатели, длительно находящиеся в резерве, и автоматические устройства включения резерва должны осматриваться и опробоваться вместе с механизмами по графику, утвержденному техническим руководителем.

При этом у электродвигателей наружной установки, не имеющих обогрева, должны проверяться сопротивление изоляции обмотки статора и коэффициент абсорбции.

458. Составляющие вибрации, измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в документации

организаций-изготовителей. Измерения вибрации ответственных механизмов должны осуществляться с периодичностью, установленной графиком, утвержденным техническим руководителем.

459. Надзор за нагрузкой электродвигателей, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (обмотки и сердечника статора, воздуха, подшипников), уход за подшипниками (поддержание требуемого уровня масла) и устройствами подвода охлаждающего воздуха, воды к воздухоохладителям и обмоткам, а также операции по пуску, контролю и изменению частоты вращения и останову электродвигателя должны осуществлять работники цеха, обслуживающего механизм.

В случаях, когда через камеры охладителей проходят токоведущие части, надзор и обслуживание схемы охлаждения в пределах этих камер должны осуществлять работники, обслуживающие электроустановки.

460. Электродвигатели должны быть незамедлительно отключены от сети персоналом без согласования с вышестоящим оперативным и административно-техническим персоналом при несчастных случаях с людьми, появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, его пусковых и возбудительных устройств, шкафов регулируемого электропривода, поломке приводимого механизма.

Электродвигатель должен быть остановлен после пуска резервного (если он имеется) в случаях:

появления запаха горелой изоляции;

увеличения вибрации электродвигателя или механизма выше допустимого, установленного в документации организации-изготовителя или техническим руководителем;

возрастания температуры подшипников выше допустимых значений, установленных в документации организации-изготовителя или техническим руководителем;

перегрузки выше допустимых значений, установленных в документации организации-изготовителя или техническим руководителем;

угрозы повреждения электродвигателей (заливание водой, запаривание, повышенный шум);

прекращения поступления смазки

461. Для электродвигателей переменного тока мощностью свыше 100 кВт при контроле технологического процесса, а также для электродвигателей механизмов, подверженных технологическим перегрузкам, должен быть обеспечен контроль тока статора.

На электродвигателях постоянного тока для привода питателей топлива, аварийных масляных насосов турбин и уплотнений вала независимо от их мощности должен контролироваться ток якоря.

XXXIII. Требования к эксплуатации силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и масляных шунтирующих реакторов

462. При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов фактические нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов (реакторов), характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в допустимых пределах, указанных в технической документации. Устройства охлаждения, регулирования напряжения, системы контроля основных параметров и другие элементы при эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должны находиться в исправном состоянии.

463. Владелец объекта электроэнергетики должен обеспечить контроль правильности установки трансформаторов (реакторов), оборудованных устройствами газовой защиты. Крышка должна иметь подъем по направлению к газовому реле не менее 1%, а маслопровод к расширителю - не менее 2%, если в документации организации-изготовителя трансформатора не установлено иное, или уклон не предусмотрен конструкцией бака.

464. Стационарные средства пожаротушения находящихся в работе трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должны находиться в постоянной готовности к работе, а маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны быть в исправном состоянии.

465. На баках трансформаторов и реакторов, а также снаружи на дверях и внутри на трансформаторах трансформаторных пунктов и камер должны быть указаны диспетчерские наименования.

Расцветка фазы должна быть нанесена на баки однофазных трансформаторов и реакторов, а также на адаптеры высоковольтных вводов трехфазных трансформаторов.

Трансформаторы и реакторы наружной установки должны быть окрашены в светлые тона краской, стойкой к атмосферным осадкам и воздействию масла, не содержащей в своем составе алюминиевой пудры.

466. При эксплуатации питание электродвигателей устройств охлаждения трансформаторов (реакторов) должно быть осуществлено от двух источников, а для трансформаторов (реакторов) с принудительной циркуляцией масла - с применением АВР.

467. Для обеспечения регулирования напряжения, в том числе для поддержания перегрузочной способности трансформаторов (автотрансформаторов), устройства регулирования напряжения под нагрузкой (далее - РПН) трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим классом напряжения 220 кВ и выше (за исключением блочных трансформаторов (автотрансформаторов) электростанций и резервных трансформаторов СН электростанций) должны быть в постоянной готовности к работе в автоматическом режиме и в режиме дистанционного управления.

Переключение устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой) не допускается.

Для автотрансформаторов (трансформаторов) с высшим классом напряжения 220 кВ и выше, являющихся объектами диспетчеризации, режим (автоматический или неавтоматический) и параметры (уставка по напряжению, статизм) РПН должны задаваться диспетчерским центром с учетом технических характеристик устройства РПН, установленных организацией-изготовителем. Изменение заданного субъектом оперативно-диспетчерского

управления в электроэнергетике режима работы устройств РПН допускается по решению владельца объекта электроэнергетики, согласованного субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. При получении от владельца объекта электроэнергетики проекта указанного в настоящем абзаце решения субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен в течение 10 рабочих дней со дня его получения рассмотреть и согласовать проект решения, либо в тот же срок направить владельцу объекта электроэнергетики обоснованные замечания к нему.

Для трансформаторов (автотрансформаторов), не являющихся объектами диспетчеризации, алгоритм автоматического переключения устройств РПН и режим их работы (автоматический или неавтоматический) должен задаваться владельцем объекта электроэнергетики, осуществляющим оперативно-технологическое управление таким оборудованием.

Необходимость работы в автоматическом режиме устройств РПН трансформаторов (автотрансформаторов), установленных на РУ классом напряжения 220 кВ и выше атомных электростанций, а также сроки обеспечения технической возможности работы в автоматическом режиме существующих устройств РПН, установленных на указанных трансформаторах (автотрансформаторах), введенных в эксплуатацию до 1 января 2018 г., должны определяться в соответствии с пунктом 127 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

На трансформаторах в электрической сети напряжением 6 - 35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (далее - ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах приемников в сетях 0,4 кВ требованиям нормативных правовых актов, устанавливающих требования надежности и безопасности в сфере электроэнергетики.

Положение РПН при работе в неавтоматическом режиме и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться в соответствии с изменениями схемы электрической сети и потребления электрической энергии.

Параметры настройки автоматического режима работы РПН и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны определяться владельцем объекта электроэнергетики.

468. Вентиляция трансформаторных подстанций (далее - ТП) и камер должна обеспечивать работу установленных в них трансформаторов во всех нормированных режимах.

469. На трансформаторах (автотрансформаторах) и реакторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (далее - система охлаждения ДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (далее - система охлаждения Ц) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора (автотрансформатора) или реактора, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 478.

Порядок включения (отключения) систем охлаждения должен быть установлен владельцем объекта электроэнергетики с учетом документации организации-изготовителя.

Эксплуатация трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов не допускается.

470. Порядок включения (отключения) систем охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов должен устанавливаться владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований документации организации-изготовителя.

471. При масловодяном охлаждении трансформаторов давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,1 кгс/см^2 (10 кПа) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

Система циркуляции воды должна быть включена после включения рабочих масляных насосов при температуре верхних слоев масла не ниже 15 °С и отключена при понижении температуры масла до 10 °С, если иное не указано в документации организации-изготовителя.

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

472. При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла должна быть:

у трансформатора и реактора с системой охлаждения ДЦ - не выше 75 °С, с естественной циркуляцией масла (далее - система охлаждения М) и с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (далее - система охлаждения Д) - не выше 95 °С;
(в ред. Приказа Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70 °С, если документацией организации-изготовителя не определены иные значения температуры.

Температура обмоток и магнитопровода трансформаторов, имеющих комбинированную систему охлаждения М, Д, ДЦ, а также сухих трансформаторов и трансформаторов с изоляцией из газовой смеси должна определяться в соответствии с документацией организаций-изготовителей.

473. Продолжительная работа трансформаторов (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10% выше номинального для такого ответвления допускается. В указанном случае напряжение на любой обмотке должно быть не выше значений наибольшего рабочего напряжения, установленных ГОСТ Р 57382-2017.

Для автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения или предназначенных для работы с последовательными регулировочными трансформаторами допустимое повышение напряжения должно быть определено документацией организации-изготовителя.

474. В период эксплуатации силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов с высшим классом напряжения от 110 кВ до 750 кВ включительно, трансформаторов и автотрансформаторов трехфазных мощностью 5 МВА и более, трансформаторов и автотрансформаторов однофазных мощностью 1 МВА и более их перегрузочная способность должна соответствовать Требованиям к перегрузочной способности трансформаторов.

Для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов, не указанных в абзаце первом настоящего пункта, допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5%

номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального. Значение и длительность допустимой аварийной перегрузки таких трансформаторов и автотрансформаторов должны определяться производственной (местной) инструкцией с учетом требований документации организации-изготовителя.

475. Для автотрансформаторов, к обмоткам низкого напряжения которых подключены источники реактивной мощности или генерирующее оборудование, должен быть организован контроль тока общей части обмотки высшего напряжения.

476. Допустимые перегрузки сухих трансформаторов и трансформаторов с элегазовой изоляцией должны определяться владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований документации организации-изготовителя.

477. При аварийном отключении устройств охлаждения режим работы трансформаторов и действия защиты и автоматики трансформаторов должны определяться владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований документации организации-изготовителя.

478. Включение трансформаторов на номинальную нагрузку допускается:

с системами охлаждения М и Д - при любой отрицательной температуре воздуха;

с системами охлаждения ДЦ и Ц - при значениях температуры окружающего воздуха не ниже минус 25 °С. При более низких значениях температуры трансформатор должен быть прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоев масла минус 25 °С, после чего должна быть включена система циркуляции масла. В аварийных условиях допускается включение трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха;

при системе охлаждения с направленным потоком масла в обмотках трансформаторов - при значениях температуры, определяемых в соответствии с производственной (местной) инструкцией с учетом требований документации организации-изготовителя.

479. Переключающие устройства РПН трансформаторов допускается включать в работу при температуре верхних слоев масла минус 20 °С и выше (для погружных резисторных устройств РПН) и минус 45 °С и выше (для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева).

480. Для каждой электроустановки в зависимости от графика нагрузки с учетом надежности питания потребителей и минимума потерь энергии владельцем объекта электроэнергетики должно быть определено количество одновременно работающих трансформаторов.

В распределительных электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно должны быть организованы измерения нагрузок и напряжений трансформаторов в период максимальных и минимальных нагрузок в сроки и с периодичностью, установленными техническим руководителем.

481. Режим заземления нейтралей трансформаторов с высшим классом напряжения 110 и 220 кВ должен определяться с учетом необходимости обеспечения соответствия оборудования токам короткого замыкания, правильности функционирования устройств РЗА по условиям

селективности и чувствительности, обеспечения защиты изоляции нейтралей трансформаторов и защиты изоляции электросетевого оборудования и быть согласован с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

482. При срабатывании газового реле на сигнал должен быть проведен наружный осмотр трансформатора (реактора), проверен уровень масла в расширителе, отобран газ из реле для анализа и проверки на горючесть, а также выполнены другие требования, установленные документацией организаций-изготовителей.

В случае отсутствия постоянно подключенной к газовому реле автоматической системы (устройства) для отбора газа и оперативной проверки его на горючесть для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания должны быть проведены разгрузка и отключение трансформатора (реактора).
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению трансформатора должно быть минимальным.

Если газ в реле негорючий, а также отсутствуют признаки повреждения трансформатора (реактора) и его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, трансформатор (реактор) может быть включен в работу до выяснения причины срабатывания газового реле на сигнал. Продолжительность работы трансформатора (реактора) в указанном случае должна устанавливаться техническим руководителем.

По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа масла, других измерений (испытаний) должна быть установлена причина срабатывания газового реле на сигнал, определено техническое состояние трансформатора (реактора) и возможность его нормальной эксплуатации.

Допускается проводить проверку газа на горючесть средствами автоматического контроля горючести газов, постоянно соединенными газовыми коммуникациями с газовым реле, без разгрузки и отключения трансформатора.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

483. При повреждении силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов или их автоматическом отключении действием технологических защит от внутренних повреждений или действием резервных защит владелец объекта электроэнергетики должен руководствоваться требованиями, установленными Правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

484. Трансформаторы мощностью 1 МВА и более и реакторы должны эксплуатироваться с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных или адсорбционных фильтрах.

Масло в расширителе трансформатора (реактора), а также в баке или расширителе устройства РПН должно быть защищено от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

У трансформаторов и реакторов, оборудованных специальными устройствами, предотвращающими увлажнение масла, такие устройства должны быть постоянно включены независимо от режима работы трансформатора (реактора). Эксплуатация указанных устройств

должна быть организована в соответствии с производственными (местными) инструкциями с учетом требований документации организации-изготовителя.

Масло маслонаполненных вводов должно быть защищено от окисления и увлажнения.

485. Включение в сеть трансформатора (реактора) должно осуществляться толчком на полное напряжение.

Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, могут включаться вместе с генератором подъемом напряжения с нуля.

Параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов) допускается при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим допустимый для такой обмотки.

Осмотры трансформаторов (реакторов) без отключения должны проводиться в сроки, устанавливаемые техническим руководителем в зависимости от их назначения, места установки и технического состояния.

XXXIV. Требования к эксплуатации РУ

486. Владелец объекта электроэнергетики должен контролировать соответствие класса изоляции электрооборудования номинальному напряжению сети, а устройств защиты от перенапряжений - уровню изоляции электрооборудования.

При эксплуатации оборудования с негрязестойкой изоляцией в местах с загрязненной атмосферой должны осуществляться мероприятия, обеспечивающие надежную работу изоляции:

в открытых РУ (далее - ОРУ) - усиление, обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами;

в закрытых РУ (далее - ЗРУ) - защита от проникновения пыли и вредных газов;

в комплектных РУ (далее - КРУ) наружной установки - уплотнение шкафов, обработка изоляции гидрофобными пастами и установка устройств электроподогрева с ручным или автоматическим управлением.

487. Температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время должна быть не выше 40 °С.

Температура воздуха внутри помещений ЗРУ в зимнее время должна соответствовать температурному режиму работы установленного в ЗРУ оборудования, устройств РЗА, автоматизированных информационно-измерительных системах коммерческого учета электрической энергии.

В случае превышения температуры воздуха должны быть приняты меры к понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха.

Температура в помещении комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (далее - КРУЭ) должна соответствовать требованиям документации организации-изготовителя КРУЭ.

488. В зале КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом должна быть выполнена принудительная приточно-вытяжная вентиляция.

Помещения КРУЭ 35 кВ и выше, а также ЗРУ 35 кВ и выше с элегазовыми выключателями должны быть оборудованы приборами контроля концентрации элегаза на высоте 10 - 15 см от уровня пола, а также устройствами, сигнализирующими о недопустимой концентрации элегаза и включающими приточно-вытяжную вентиляцию.

489. Владельцем объекта электроэнергетики должны быть приняты меры, исключающие попадание посторонних людей, животных и птиц в электроустановки.

490. На территории ОРУ не должно быть древесно-кустарниковой растительности.

491. Кабельные каналы и наземные лотки ОРУ и ЗРУ должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, туннелей, этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены несгораемым материалом.

Туннели, подвалы, каналы должны содержаться в чистоте, а дренажные устройства должны обеспечивать беспрепятственный отвод воды.

492. Маслоприемники, маслосборники, гравийные подсыпки, дренажи и маслоотводы должны поддерживаться в исправном состоянии.

493. Уровень масла в масляных выключателях, измерительных трансформаторах и вводах должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя при максимальном и минимальном значениях температуры окружающего воздуха и соответствовать требованиям документации организации-изготовителя.

Масло негерметичных маслонаполненных вводов должно быть защищено от увлажнения и окисления.

494. За температурой контактных соединений шин в РУ должен быть организован контроль, регламентированный владельцем объекта электроэнергетики.

495. РУ напряжением 3 кВ и выше должны иметь исправную оперативную блокировку безопасности, предотвращающую возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, выкатными тележками КРУ и заземляющими разъединителями (ножами). Блокировочные замки с устройствами опломбирования должны быть постоянно опломбированы.

496. На столбовых ТП, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей и шкафы щитков низкого напряжения должны быть заперты на замок.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть сблокированы с разъединителями и также заперты.

497. На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ (за исключением подвесных высокочастотных заградителей), наружных и внутренних лицевых частях КРУ, шкафах и сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов должны быть выполнены надписи, указывающие на назначение присоединений и их диспетчерское

наименование.

На металлических частях корпусов оборудования должна быть обозначена расцветка фаз, позволяющая определить фазировку оборудования. При невозможности нанесения расцветки должны быть установлены таблички. РУ должно быть укомплектовано резервом запасных предохранителей используемых номиналов.

На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений должны быть надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки.

498. Рукоятки приводов заземляющих разъединителей (ножей), а также ведущие валы двигательных приводов заземляющих ножей должны быть обозначены красным цветом, а заземляющие ножи - черным.

499. Осмотр оборудования РУ без отключения от сети должен быть организован:

на объектах с постоянным дежурством персонала - не реже 1 раза в 1 сутки;

на ОРУ в темное время суток (на ЗРУ в любое время суток) для выявления разрядов, коронирования - не реже 1 раза в месяц;
(в ред. Приказа Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

на объектах без постоянного дежурства персонала - не реже 1 раза в месяц;

в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже 1 раза в 6 месяцев.

При неблагоприятных погодных условиях или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании должны быть организованы внеочередные осмотры.

500. При обнаружении утечек сжатого воздуха у отключенных воздушных выключателей прекращение подачи в них сжатого воздуха должно проводиться после снятия напряжения с выключателей и отключения разъединителей неисправного выключателя.

501. В масляных баковых выключателях, установленных в районах с температурой окружающего воздуха ниже минус 30 °С, должно применяться масло с температурой застывания, соответствующей температуре наиболее холодных суток в таком районе, или выключатели должны быть оборудованы устройством электроподогрева масла, включаемом при понижении температуры окружающего воздуха ниже допустимой по температурным характеристикам масла.

502. Автоматическое управление, защита и сигнализация воздухоприготовительной установки, а также предохранительные клапаны должны проверяться и регулироваться в соответствии с требованиями, установленными документацией организации-изготовителя или владельцем объекта электроэнергетики.

503. Осушка сжатого воздуха для коммутационных аппаратов должна осуществляться термодинамическим способом.

Требуемая степень осушки сжатого воздуха должна обеспечиваться при кратности перепада между номинальным компрессорным и номинальным рабочим давлением коммутационных аппаратов не менее двух для аппаратов с номинальным рабочим давлением 20 кгс/см^2 (2 МПа) и

не менее четырех для аппаратов с номинальным рабочим давлением 26 - 40 кгс/см^2 (2,6 - 4 МПа).

Для уменьшения влагосодержания по решению владельца объекта электроэнергетики допускается дополнительно применять адсорбционные методы осушки сжатого воздуха.

504. Влага из воздухосборников давления 20 - 45 кгс/см^2 (2 - 4,5 МПа) должна удаляться не реже 1 раза в трое суток, а на объектах без постоянного дежурства персонала - по утвержденному графику.

Днища воздухосборников, за исключением буферных емкостей, и спускной вентиль должны быть утеплены и оборудованы устройством электроподогрева, включаемым на время, необходимое для таяния льда при отрицательных значениях температуры наружного воздуха.

Удаление влаги из конденсатосборников групп баллонов давлением 230 кгс/см^2 (23 МПа) должно осуществляться автоматически при запуске компрессоров. Во избежание замерзания влаги нижние части баллонов и конденсатосборники должны быть установлены в теплоизоляционной камере с электроподогревом (за исключением баллонов, установленных после блоков очистки сжатого воздуха (далее - БОВ).

Продувка влагоотделителя БОВ должна проводиться не реже трех раз в сутки. Проверка степени осушки - точки росы воздуха на выходе из БОВ должна проводиться один раз в сутки. Точка росы должна быть не выше минус 50 °С при положительной температуре окружающего воздуха и не выше минус 40 °С - при отрицательной температуре.

505. Внутренний осмотр резервуаров воздушных и элегазовых выключателей должен проводиться в соответствии с требованиями документации организации-изготовителя. Гидравлические испытания резервуаров воздушных и элегазовых выключателей должны проводиться в случае обнаружения дефектов в соответствии с требованиями, установленными документацией организации-изготовителя или владельцем объекта электроэнергетики.

506. Сжатый воздух, используемый в воздушных выключателях и приводах других коммутационных аппаратов, должен быть очищен от механических примесей с помощью фильтров, установленных в распределительных шкафах каждого воздушного выключателя или на воздухопроводе, питающем привод каждого коммутационного аппарата.

Для предупреждения загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации должны проводиться продувки:

магистральных воздухопроводов при плюсовой температуре окружающего воздуха не реже одного раза в два месяца;

воздухопроводов отпаек от сети до распределительного шкафа и от шкафов до резервуаров каждого полюса выключателей и приводов других коммутационных аппаратов с их отсоединением от коммутационного аппарата после каждого среднего ремонта коммутационного аппарата;

резервуаров воздушных выключателей после текущего и среднего ремонта.

507. У воздушных выключателей должно периодически проверяться наличие вентиляции внутренних полостей изоляторов (для выключателей, имеющих указатели).

Периодичность проверок должна быть установлена владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований документации организации-изготовителя.

После спуска сжатого воздуха из резервуаров и прекращения вентиляции изоляция выключателя перед включением его в сеть должна быть просушена продувкой воздуха через систему вентиляции.

Концентрация элегаза в помещении не должна превышать допустимых норм, указанных в документации организации-изготовителя или установленных владельцем объекта электроэнергетики.

При техническом обслуживании элегазового оборудования должны приниматься меры, предотвращающие выброс (утечку) элегаза в атмосферу.

Для предотвращения повреждения элегазового оборудования при отключении короткого замыкания из-за снижения давления (плотности) элегаза должна быть выполнена предупредительная и аварийная сигнализация снижения давления (плотности) элегаза. Элегазовые выключатели должны быть оборудованы автоматической блокировкой управления выключателем, запрещающей операции его включения и отключения в случае срабатывания аварийной сигнализации.

508. С элегазового выключателя, у которого автоматической блокировкой управления заблокировано управление, не позднее 3 часов должно быть снято напряжение и выключатель выведен в ремонт.

509. При снижении давления воздуха в ресиверах воздушных выключателей ниже уровня, установленного документацией организации-изготовителя, должна блокироваться схема управления выключателем без отключения выключателя.

510. При эксплуатации элегазовых выключателей должны предусматриваться мероприятия по предотвращению их повреждений, связанных с отключением ЛЭП или систем шин, оснащенных средствами компенсации реактивной мощности, при неуспешном трехфазном автоматическом повторном включении или опробовании ЛЭП напряжением по причине возникновения апериодической составляющей в отключаемом токе.

Выключатели и их приводы должны быть оборудованы указателями отключенного и включенного положений.

На выключателях со встроенным приводом или с приводом, расположенным у выключателя и не отделенным от него сплошным непрозрачным ограждением (стенкой), допускается установка одного указателя - на выключателе или на приводе. На выключателях, наружные контакты которых указывают включенное положение, наличие указателя не требуется.

511. Приводы разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и других аппаратов, отделенных от аппаратов стенкой, должны иметь указатели отключенного и включенного положений.

512. На объектах электроэнергетики их владельцами должен быть организован учет срабатывания ресурса отключающей способности выключателей (с учетом величины

отключаемого тока короткого замыкания).

513. При эксплуатации РУ должна проводиться проверка состояния их контуров заземления.

XXXV. Требования к эксплуатации аккумуляторных установок

514. При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах.

515. АБ должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда, если иное не установлено документацией организации-изготовителя АБ.

516. Для АБ типа СК напряжение подзаряда должно составлять 2,2 +/- 0,05 В на элемент, для АБ типа СН - 2,18 +/- 0,04 В на элемент.

517. Свинцово-кислотные АБ должны эксплуатироваться без тренировочных разрядов и периодических уравнительных перезарядов.

Уравнительный заряд должен проводиться при наличии в АБ значительного количества элементов с разным напряжением или разной плотностью электролита.

Продолжительность уравнительного заряда должна определяться в зависимости от состояния АБ и может составлять несколько суток.

518. На ТЭС должен выполняться контрольный разряд АБ для определения ее фактической емкости в соответствии с требованиями документации организации-изготовителя.

На подстанциях и ГЭС не менее 1 раза в год должна проверяться работоспособность АБ по падению напряжения при толчковых токах. Необходимость проведения контрольных разрядов должна устанавливаться владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований документации организации-изготовителя. Заряжать и разряжать АБ допускается током, значение которого не превышает максимального для такой АБ.

519. После аварийного разряда АБ последующий ее заряд до емкости, равной 90% номинальной, должен быть осуществлен не более чем за 8 часов, если иное не установлено документацией организации-изготовителя.

520. При применении выпрямительных устройств для подзаряда и заряда АБ цепи переменного и постоянного тока должны быть связаны через разделительный трансформатор. Выпрямительные устройства должны быть оборудованы устройствами сигнализации об отключении.

Коэффициент пульсации на шинах постоянного тока не должен превышать допустимых значений по условиям питания устройств РЗА.

521. Напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства РЗ, сигнализации, автоматики и систем сбора и передачи информации, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 5% выше номинального напряжения

электроприемников.

522. Сопротивление изоляции АБ в зависимости от номинального напряжения должно быть следующим:

при номинальном напряжении АБ 220 В - 100 кОм;

при номинальном напряжении АБ 110 В - 50 кОм;

при номинальном напряжении АБ 60 В - 30 кОм;

при номинальном напряжении АБ 48 В - 25 кОм;

при номинальном напряжении АБ 24 В - 15 кОм.

Устройство для контроля изоляции на шинах постоянного оперативного тока должно действовать на сигнал при понижении сопротивления изоляции полюсов до уровня 20 кОм в сети напряжением 220 В, 10 кОм - в сети напряжением 110 В, 6 кОм - в сети напряжением 60 В, 5 кОм - в сети напряжением 48 В, 3 кОм - в сети напряжением 24 В.

В условиях эксплуатации сопротивление изоляции сети постоянного тока должно быть не ниже двукратного значения указанной уставки устройства для контроля изоляции.

523. При срабатывании устройства сигнализации в случае понижения уровня изоляции относительно земли в цепи оперативного тока должны быть приняты меры к устранению неисправностей. В указанном случае производство работ без снятия напряжения в цепях оперативного тока, за исключением поисков места повреждения изоляции, не допускается.

524. Анализ электролита кислотной АБ должен проводиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов, если иное не установлено проектной документацией и (или) документацией организации-изготовителя.

Количество контрольных элементов должно быть установлено техническим руководителем в зависимости от состояния батареи, но не менее 10%.

Для доливки должна применяться дистиллированная вода, проверенная на отсутствие хлора и железа.

Для уменьшения испарения баки АБ типов С и СК должны накрываться пластинами из стекла или другого изоляционного материала, не вступающего в реакцию с электролитом. Использование масла в указанном случае запрещается.

525. Температура в помещении АБ должна поддерживаться не ниже 10 °С. На подстанциях без постоянного дежурства персонала и в случаях, если емкость АБ выбрана и рассчитана с учетом понижения температуры, в помещении АБ допускается понижение температуры до 5 °С.

АБ должны быть защищены от прямого попадания солнечных лучей.

526. Осмотр АБ должен проводиться по графику, утвержденному техническим руководителем.

Измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента АБ должны выполняться не реже 1 раза в месяц.

В зависимости от типа обслуживаемой АБ персонал должен быть обеспечен приборами для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и температуры электролита.

527. Объем и периодичность технического обслуживания и ремонтов АБ должны определяться владельцем объекта электроэнергетики (его обособленного подразделения) с учетом технического состояния АБ и требований документации организации-изготовителя.

В отношении каждой АБ должен вестись журнал записи результатов осмотров и объемов проведенных работ.

XXXVI. Требования к эксплуатации конденсаторных установок напряжением 6 кВ и выше и частотой 50 Гц, предназначенных для выработки реактивной мощности и регулирования напряжения

528. Управление режимом работы конденсаторной установки должно быть автоматическим, если при ручном управлении невозможно обеспечить требуемое качество электрической энергии.

Конденсаторная установка (конденсаторная батарея или ее секция) должна включаться при напряжении ниже номинального и отключаться при повышении напряжения до 105 - 110% номинального.

529. Работа конденсаторной установки допускается при напряжении 110% номинального и с перегрузкой по току до 130% за счет повышения напряжения и содержания в составе тока высших гармонических составляющих.

530. Если напряжение на выводах единичного конденсатора превышает 110% его номинального напряжения, эксплуатация конденсаторной установки не допускается.

531. Температура окружающего воздуха в месте установки конденсаторов не должна превышать верхнего значения, установленного владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований документации организации-изготовителя. В случае превышения температуры окружающего воздуха в месте установки конденсаторов должны быть приняты меры по ее снижению. Если снижения температуры достичь не удалось, конденсаторная установка должна быть отключена.

532. Включение конденсаторной установки не допускается при температуре конденсаторов (окружающего воздуха) ниже:

минус 40 °С - для конденсаторов климатического исполнения У и Т;

минус 60 °С - для конденсаторов климатического исполнения ХЛ.

Включение конденсаторной установки должно проводиться после повышения температуры конденсаторов (окружающего воздуха) до значений, установленных владельцем объекта

электроэнергетики с учетом требований документации организации-изготовителя и выдержки их по времени при температуре, установленной владельцем объекта электроэнергетики.

533. Если токи в фазах различаются более чем на 10%, работа конденсаторной установки не допускается.

534. Повторное включение конденсаторной установки допускается не ранее чем через одну минуту после отключения.

535. Включение конденсаторной установки, отключившейся действием защит, допускается после выяснения и устранения причины ее отключения.

536. Осмотр конденсаторной установки без отключения должен проводиться по графику, утвержденному техническим руководителем.

XXXVII. Требования к эксплуатации воздушных линий электропередачи

537. Для каждой воздушной линии электропередачи и воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи (далее - совместно по тексту, если не требуется уточнение, именуются ВЛ) классом напряжения 35 кВ и выше производственной (местной) инструкцией собственника или иного законного владельца ВЛ с учетом требований документации организации-изготовителя должны быть установлены длительно допустимые и аварийно допустимые токовые нагрузки. Допустимые токовые нагрузки ВЛ должны определяться с учетом механической прочности проводов и допустимых габаритов от проводов ВЛ до различных объектов.

538. При эксплуатации ВЛ должны проводиться их техническое обслуживание и ремонт.

При техническом обслуживании ВЛ должен проводиться комплекс работ, включающий в себя работы по выявлению дефектов и отклонений от нормативов путем осмотров, профилактических проверок, измерений, работы по предохранению ВЛ и ее элементов от преждевременного износа и повреждений.

При ремонте ВЛ должны выполняться работы по восстановлению исправности и работоспособности ВЛ и их элементов путем ремонта или замены новыми, повышающими их надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики ВЛ.

При планово-предупредительном ремонте ВЛ капитальный ремонт ВЛ на металлических и (или) железобетонных опорах должен проводиться не реже 1 раза в 12 лет, на ВЛ с деревянными опорами не реже 1 раза в 6 лет.

При ремонте ВЛ по техническому состоянию сроки проведения работ должны определяться владельцем объекта электроэнергетики.

Для ВЛ, отдельные участки которых находятся в собственности двух и более организаций, должны быть оформлены границы эксплуатационной ответственности.

Плановый ремонт ВЛ с совместной подвеской проводов должен проводиться в сроки, согласованные с собственниками или иными законными владельцами ВЛ или участков ВЛ (далее

- владельцы ВЛ). В аварийных случаях ремонтные работы на таких ВЛ должны проводиться с предварительным (до начала работ) уведомлением другого владельца ВЛ.

539. Для каждой ВЛ владелец ВЛ должен обеспечить разработку и поддержание в актуальном состоянии паспорта ВЛ. При ведении паспорта ВЛ должны соблюдаться требования национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 58087-2018 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети. Паспорт воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше" <54>.

<54> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 20 марта 2018 г. N 141-ст (М., Стандартинформ, 2018 г.).

540. Владельцем ВЛ должен осуществляться учет воздействия опасных природных (метеорологических) явлений и внешних условий эксплуатации ВЛ, в том числе ветрового давления, толщины стенки гололеда, температуры воздуха, степени агрессивного воздействия окружающей среды, интенсивности грозовой деятельности, пляски проводов и тросов, вибрации.

При выявлении не менее трех фактов отключения (аварий) ВЛ в течение 12 календарных месяцев по причине воздействия одного метеорологического явления (за исключением воздействия гололеда) или иного внешнего фактора, не соответствующего расчетным условиям и параметрам, использованным при проектировании ВЛ, владелец ВЛ должен предусмотреть меры по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации ВЛ с учетом указанных факторов.

Порядок действий владельца ВЛ при выявлении фактов отключения ВЛ от воздействия гололеда должен определяться в соответствии с Требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19 декабря 2018 г. N 1185 <55> (далее - Требования по плавке гололеда), и пунктом 559 Правил.

<55> Зарегистрирован Минюстом России 22 января 2019 г., регистрационный N 53476.

541. Бригады, осуществляющие техническое обслуживание и ремонт ВЛ, должны быть оснащены средствами связи с ремонтными производственными базами и ЦУС владельца ВЛ, в том числе с лицом, уполномоченным выдавать разрешения на подготовку рабочего места и допуск к производству работ на ВЛ.

Владельцем ВЛ исходя из условий и опыта эксплуатации ВЛ (в том числе с учетом протяженности ВЛ, расстояния до наиболее удаленных объектов в зоне обслуживания, плотности электрических сетей, состояния и загруженности дорог, рельефа местности) должна устанавливаться оптимальная зона обслуживания ВЛ, при которой обеспечивается наибольшая производительность труда и рациональное использование ресурсов.

542. При организации эксплуатации ВЛ владелец ВЛ должен определить расположение производственных баз и линейных участков, обслуживающих ВЛ.

Производственные участки, обслуживающие ВЛ, должны размещаться в местах, обеспечивающих восстановление электроснабжения в зависимости от категории надежности

электроснабжения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, а также выполнение владельцем ВЛ обязательств по договорам оказания услуг по передаче электрической энергии и договорам энергоснабжения в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии.

543. Владельцы объектов электроэнергетики обязаны организовать прокладку и осуществлять содержание просеки вдоль ВЛ и по периметру подстанций и распределительных устройств в случае их расположения в лесных массивах и зеленых насаждениях, в безлесном состоянии, осуществлять вырубку и опиловку деревьев и кустарников, вырубку деревьев, угрожающих падением на ВЛ, для недопущения аварийных отключений ВЛ.

544. На участках ВЛ, подверженных загрязнению, должна выполняться чистка (обмывка) изоляции, замена загрязненных изоляторов, применение гидрофобных покрытий изоляции.

На участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению, должна применяться специальная или усиленная изоляция, а также выполняться чистка (обмывка) изоляции, замена загрязненных изоляторов, применение гидрофобных покрытий изоляции.

545. В процессе эксплуатации ВЛ должны выявляться места массовых гнездований птиц. В местах массовых гнездований птиц и зонах интенсивных загрязнений изоляции на конструкциях опор ВЛ должны устанавливаться специальные устройства, исключающие возможность перекрытий, а также устройства, препятствующие посадке птиц на траверсы опор в местах возможных перекрытий.

546. Антикоррозионная защита стальных опор и металлических деталей железобетонных и деревянных опор, грозозащитных тросов и тросовых элементов опор должна возобновляться по решению владельца ВЛ на основании результатов проверок и измерений.

547. При эксплуатации ВЛ в пролетах пересечения действующей ВЛ с другими ВЛ и линиями связи на каждом проводе или тросе пересекающей ВЛ допускается не более двух соединителей.

548. Владелец ВЛ обязан содержать в исправном состоянии:

постоянные знаки, установленные на опорах (нанесенные на опоры) ВЛ, содержащие в том числе обозначение диспетчерского наименования ВЛ, предупреждающие знаки, знаки, содержащие сведения об охранных зонах ВЛ;

сигнальные знаки на берегах в местах пересечения ВЛ с водными пространствами (судоходной или сплавной рекой, озером, водохранилищем, каналами);

маркировку и устройства светоограждения, установленные на опорах ВЛ.

549. При эксплуатации ВЛ должны быть организованы их периодические и внеочередные осмотры.

График периодических осмотров должен быть утвержден владельцем ВЛ. Периодичность и порядок проведения таких осмотров должны определяться с учетом требований Правил и соответствовать Правилам ТОиР.

550. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться:

при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также после стихийных бедствий;

после отключения ВЛ действием релейной защиты, в том числе после отключения ВЛ с успешным повторным включением.

551. Внеочередной осмотр, проводимый после отключения ВЛ действием релейной защиты, должен быть начат в минимально возможные сроки и проведен с представлением результатов осмотра непосредственно после выявления причины отключения, но не позднее 24 часов с момента отключения ВЛ, в диспетчерский центр (ЦУС), в диспетчерском (технологическом) управлении которого находится ВЛ, в следующих случаях:

а) при отключении ВЛ с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим неуспешным первым ручным повторным включением;

б) при отключении ВЛ три раза или более в течение одних суток с успешным автоматическим повторным включением или с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим успешным первым ручным повторным включением.

552. Внеочередной осмотр ВЛ, проводимый после отключения ВЛ действием релейной защиты, должен быть начат не позднее 24 часов с момента отключения ВЛ и проведен с представлением результатов осмотра в диспетчерский центр (ЦУС), в диспетчерском (технологическом) управлении которого находится такая ВЛ, непосредственно после выявления причины отключения, но не позднее 3 суток с момента отключения ВЛ, в следующих случаях:

а) при однократном отключении ВЛ с успешным автоматическим повторным включением в схеме выдачи мощности АЭС или в условиях объявления диспетчерским центром режима с высокими рисками нарушения электроснабжения в операционной зоне диспетчерского центра;

б) при однократном отключении ВЛ с успешным автоматическим повторным включением и совпадении расчетного места повреждения ВЛ с расчетным местом повреждения при предыдущем отключении данной ВЛ, произошедшем в течение предшествующих 65 суток;

в) при отключении ВЛ два и более раз в течение 7 суток с успешным автоматическим повторным включением (в указанном случае внеочередной осмотр ВЛ должен быть организован не позднее 24 часов с момента второго отключения ВЛ);

г) по решению технического руководителя владельца объекта электроэнергетики или указанию диспетчерского центра, в диспетчерском управлении (ведении) которого находится ВЛ, при следующих условиях:

однократное отключение ВЛ с успешным автоматическим повторным включением привело к разделению энергосистемы (отделению части синхронной зоны на изолированную работу) и (или) к работе устройств противоаварийной автоматики с реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки потребителей электрической энергии и (или) генерирующего оборудования электростанций;

повторное отключение ВЛ с неуспешным автоматическим повторным включением может привести к наступлению одного или нескольких из следующих последствий:

ввод в действие графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

необходимость прекращения ремонтных работ и подготовки ВЛ, оборудования и устройств РЗА к вводу в работу из ремонта (резерва) в минимально возможный срок;

включение генерирующего оборудования электростанций в работу из резерва;

ограничение выдачи мощности электростанций;

снижение величины максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемых диспетчерским центром сечениях, приводящее к необходимости разгрузки ГЭС в период паводка.

553. В случаях, не указанных в пунктах 551, 552 Правил, внеочередной осмотр ВЛ по решению технического руководителя владельца объекта электроэнергетики может быть проведен с представлением результатов осмотра в диспетчерский центр (ЦУС), в диспетчерском (технологическом) управлении которого находится ВЛ, в срок не позднее 65 суток с момента первого однократного отключения ВЛ. При принятии такого решения оперативный персонал владельца объекта электроэнергетики средствами телефонной связи для ведения оперативных переговоров обязан уведомить об том диспетчерский персонал диспетчерского центра с подтверждением работоспособности ВЛ и указанием планируемых дат проведения осмотра.

554. В случае, если по результатам внеочередного осмотра ВЛ, выполненного в соответствии с пунктами 551, 552 или 553 Правил, не выявлена причина повреждения ВЛ, должен проводиться повторный осмотр, осмотр расширенной зоны, внеочередной осмотр инженерно-техническим персоналом и (или) внеочередной верховой осмотр. Вид проводимого осмотра должен определяться владельцем ВЛ.

Сроки проведения внеочередных осмотров ВЛ классом напряжения 150 кВ и ниже, указанные в пункте 551 Правил, могут быть увеличены в случае отключений принадлежащих одному владельцу ВЛ классом напряжения 150 кВ и ниже в количестве 5 единиц и более, произошедших в течение короткого промежутка времени (6 часов и менее) в пределах территории одного субъекта Российской Федерации и сопровождающихся неблагоприятными погодными условиями (грозовые явления, снегопад, гололедообразование, резкие изменения метеорологических явлений и другие природные явления) или явлениями техногенного характера.

Сроки проведения внеочередных осмотров ВЛ классом напряжения 220 кВ и выше, указанные в пункте 551 Правил, могут быть увеличены в случае отключения принадлежащих одному владельцу ВЛ классом напряжения 220 кВ и выше в количестве 3 единиц и более, произошедших в течение короткого промежутка времени (6 часов и менее) вследствие одного неблагоприятного природного явления из числа указанных в абзаце втором настоящего пункта или при прохождения таких отключившихся ВЛ в труднодоступной местности.

В случае отключения ВЛ разных классов напряжения должна обеспечиваться первоочередность проведения внеочередных осмотров ВЛ более высокого класса напряжения.

555. При выявлении случаев повреждения проводов от вибрации должна проводиться

сплошная проверка с выемкой проводов из поддерживающих зажимов на участке ВЛ, где наблюдалось явление вибрации и (или) пляски.

556. В процессе эксплуатации в зависимости от местных условий проверка загнивания деталей деревянных опор должна проводиться в период от 3 до 6 лет после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее - не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или заменой деталей.

557. Конструктивные изменения опор и других элементов ВЛ, а также изменение способа закрепления опор в грунте должны выполняться при наличии технической документации, утвержденной владельцем ВЛ.

558. Подвеска проводов ВЛ напряжением до 1000 В любого назначения (осветительных, телефонных, высокочастотных) на конструкциях ОРУ, отдельно стоящих стержневых молниеотводах, прожекторных мачтах, дымовых трубах и градирнях, а также подводка этих линий к взрывоопасным помещениям допускается, если указанная подвеска предусмотрена проектной документацией либо имеются обосновывающие расчеты нагрузок, позволяющие определить допустимость наличия подвесов.

В случаях, не указанных в настоящем пункте Правил, подвеска проводов ВЛ на указанных сооружениях не допускается.

559. На ВЛ классом напряжения 6 кВ и выше, оснащенных схемами плавки гололеда, при возникновении всех типов гололедно-изморозевых отложений (далее - гололед) организация подготовки, проведение и контроль параметров и условий плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах ВЛ должны осуществляться владельцем ВЛ в соответствии с Требованиями по плавке гололеда.

560. На ВЛ с образованием гололеда на отдельных участках, не оснащенных схемами плавки гололеда, при воздействии гололедных нагрузок владельцем ВЛ должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие снабжение потребителей электрической энергией в зависимости от категории надежности электроснабжения энергопринимающих установок таких потребителей, а также выполнение владельцем ВЛ обязательств по договорам оказания услуг по передаче электрической энергии и договорам энергоснабжения в соответствии с Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии.

561. Владелец ВЛ должен в случае отключения ВЛ при возникновении короткого замыкания определять место повреждения ВЛ расчетным способом или с использованием приборов, предназначенных для определения места повреждения на ВЛ.

Персонал, обслуживающий ВЛ классом напряжения 6 - 35 кВ, должен иметь переносные приборы для определения мест замыкания на землю.

На основании расчетов персоналом владельца ВЛ должна быть определена зона осмотра ВЛ в целях установления причины ее отключения.

XXXVIII. Требования к эксплуатации кабельных линий электропередачи

562. Для каждой кабельной линии электропередачи и кабельного участка

кабельно-воздушной линии электропередачи (далее совместно по тексту, если не требуется уточнение, именуются "КЛ") производственной (местной) инструкцией собственника или иного законного владельца КЛ (далее - владелец КЛ) с учетом требований документации организации-изготовителя должны быть установлены допустимые токовые нагрузки.

Допустимые токовые нагрузки должны определяться на участке трассы с наихудшими условиями охлаждения.

Повышение допустимых токовых нагрузок допускается на основе тепловых испытаний с учетом требований документации организации-изготовителя кабеля. Нагрев КЛ должен проверяться на участках с наихудшими условиями охлаждения.

563. В кабельных сооружениях должен быть организован контроль теплового режима работы кабелей, температуры воздуха и работы вентиляционных устройств. Порядок организации указанного контроля должен определяться владельцем КЛ.

564. На период послеаварийного режима допускается перегрузка по току для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ включительно на 30%, для кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлоридного пластиката - на 15%, для кабелей из резины и вулканизированного полиэтилена - на 18% длительно допустимой нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток, но не более 100 часов в год, если токовая нагрузка в остальные периоды не превышает длительно допустимой.

Для кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузка по току не должна превышать 10%.

Перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 20 кВ и 35 кВ не допускается.

Величина допустимой перегрузки КЛ на напряжение 110 кВ и выше должна определяться владельцем КЛ с учетом требований документации организации - изготовителя кабеля.

Возможность перегрузки КЛ любого класса напряжения, ее длительности и величины в послеаварийных режимах должна определяться владельцем КЛ на основании требований документации организации-изготовителя, проектной документацией КЛ и фактического технического состояния КЛ. Данные о величине перегрузочной способности КЛ должны отражаться в техническом паспорте КЛ.

565. Для каждой маслонаполненной КЛ или ее секции напряжением 110 кВ и выше в зависимости от профиля линии должны быть установлены пределы допустимых изменений давления масла. При отклонениях от них КЛ должна быть отключена, ее обратное включение допускается после выявления и устранения причин нарушений.

566. При вводе в эксплуатацию КЛ напряжением свыше 1000 В владелец КЛ обязан обеспечить наличие следующей документации:

исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, кабельных колодцев;

скорректированный проект КЛ на напряжение 110 кВ и выше, согласованный перед

прокладкой с владельцем КЛ, а в случае изменения марки кабеля - с организацией-изготовителем и владельцем КЛ;

чертеж профиля КЛ в местах пересечения с дорогами и другими сетями инженерно-технического обеспечения для КЛ на напряжение 35 кВ и для трасс КЛ на напряжение 6 - 10 кВ, определенных техническим руководителем;

акты состояния кабелей на барабанах и протоколы разборки и осмотра образцов (для кабелей иностранного производства разборка обязательна);

кабельный журнал;

инвентарная опись всех элементов КЛ;

акты строительных работ и работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта капитального строительства и в соответствии с технологией строительства, реконструкции, капитального ремонта контроль за выполнением которых не может быть проведен после выполнения других работ, с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

акты на монтаж кабельных муфт;

акты приемки траншей, блоков, труб, каналов под монтаж;

акты на монтаж устройств по защите КЛ от электрохимической коррозии, а также результаты коррозионных испытаний, кроме КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена;

протокол испытаний изоляции кабелей смонтированной КЛ повышенным напряжением или акт опробования рабочим напряжением без нагрузки в течение 24 часов для КЛ напряжением 110 кВ и выше;
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

результаты измерения сопротивления изоляции;

акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах перед закрытием;

протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах;

акт проверки и испытания автоматических стационарных установок систем пожаротушения и пожарной сигнализации.

Владелец КЛ напряжением 110 кВ и выше дополнительно должен обеспечить наличие следующей документации:
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для КЛ 110 - 220 кВ низкого давления);

результаты испытаний масла во всех элементах линий;

результаты пропиточных испытаний;

результаты опробования и испытаний подпитывающих агрегатов на КЛ высокого давления;

результаты проверки систем сигнализации давления;

акты об усилиях тяжения при прокладке;

протокол испытаний защитных покровов (оболочек) кабелей смонтированной КЛ повышенным напряжением;
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

протоколы заводских испытаний кабелей, муфт и подпитывающей аппаратуры;

результаты испытаний устройств автоматического подогрева муфт;

результаты измерения тока по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) каждой фазы;

результаты измерения рабочей емкости жил кабелей;

результаты измерения активного сопротивления изоляции;

результаты измерения сопротивления заземления колодцев и концевых муфт.

Владелец КЛ на напряжение до 1000 В должен обеспечить наличие кабельного журнала, проектной документации на КЛ, актов, протоколов испытаний и измерений, переданных владельцу КЛ при приемке ее в эксплуатацию.

567. Прокладка и монтаж КЛ должны выполняться под техническим надзором владельца КЛ.

568. Владелец КЛ для каждой КЛ должен обеспечить разработку и поддержание в актуальном состоянии паспорта КЛ, содержащего основные данные по КЛ, а также хранение технической документации, указанной в пункте 566 Правил.

Владелец КЛ для каждой КЛ должен поддерживать в актуальном состоянии исполнительный чертеж трассы КЛ на местности с указанием на ней мест установки соединительных муфт, мест пересечения и сближения с другими подземными коммуникациями и профиля пересечения с дорогами и другими коммуникациями.

569. Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны быть снабжены бирками с обозначениями номера или диспетчерского наименования КЛ. На бирках кабелей в конце и начале КЛ должны быть указаны марки, напряжения, сечения, номера или диспетчерские наименования КЛ, а на бирках соединительных муфт - номера или диспетчерские наименования КЛ, номер муфты, дата монтажа.

Бирки кабелей должны быть стойкими к негативному воздействию окружающей среды.

Бирки кабелей должны быть расположены по длине линии через 50 метров, а также на поворотах трассы и с обеих сторон прохода кабелей через огнестойкие перегородки и перекрытия.

570. Металлическая неоцинкованная броня кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, и металлические конструкции без неметаллизированного покрытия, по которым проложены кабели, а также кабельные конструкции из обычной стали, на которых расположены кабели, должны покрываться негорючими антикоррозионными лаками и красками с периодичностью, устанавливаемой техническим руководителем, с учетом требований документации организации-изготовителя применяемых лаков и красок.

571. На КЛ, отходящих от электростанций и подстанций с круглосуточным дежурством персонала, контроль за нагрузками КЛ должен осуществляться по стационарным приборам, показания которых должны записываться в суточные ведомости, либо с использованием автоматических систем контроля и фиксации показаний.

На подстанциях и электростанциях без постоянного дежурства оперативного персонала на объекте контроль нагрузок должен проводиться не реже 1 раза в год для КЛ напряжением 0,4 - 20 кВ и не реже 2 раз в год для КЛ напряжением 35 кВ и выше в период летнего и осенне-зимнего максимума в часы, соответствующие максимальной нагрузке КЛ.

Кроме измерений в период максимума нагрузки должны проводиться измерения во всех случаях изменения схемы электрических соединений, изменения режима работы КЛ и в случаях присоединения дополнительных электроприемников.

Замер величины емкостных токов кабельной сети напряжением 6 - 35 кВ без компенсации емкостных токов должен проводиться при изменении конфигурации сети, предусмотренном инструктивными документами владельца (за исключением сети собственных нужд электростанций), но не реже 1 раза в 6 лет. Замер величины емкостных токов кабельной сети напряжением 6 - 35 кВ с компенсацией емкостных токов должен производиться в соответствии с пунктом 621 Правил.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

572. Осмотры КЛ должны проводиться в соответствии с Правилами ТОиР.

573. Туннели, шахты, кабельные этажи и каналы на объектах электроэнергетики с постоянным дежурством оперативного персонала должны осматриваться не реже 1 раза в месяц, а на объектах электроэнергетики без постоянного дежурства оперативного персонала - в сроки, установленные техническим руководителем.

574. Устройство в кабельных помещениях временных и вспомогательных сооружений (мастерских, инструментальных, кладовых), а также хранение в них каких-либо материалов и оборудования не допускается.

575. В районах с электрифицированным рельсовым транспортом или с агрессивными грунтами на КЛ с металлическими оболочками должны проводиться измерения блуждающих токов, составляться и систематически корректироваться потенциальные диаграммы кабельной сети (ее отдельных участков) и карты почвенных коррозионных зон по графику, утвержденному техническим руководителем. В местах, где организована антикоррозионная защита для всех подземных коммуникаций, снятие потенциальных диаграмм не требуется.

Потенциалы кабелей должны измеряться в зонах блуждающих токов, местах сближения силовых кабелей с трубопроводами и кабелями связи, имеющими катодную защиту, и на

участках кабелей, оборудованных установками по защите от коррозии.

На кабелях с шланговыми защитными покровами должно контролироваться состояние антикоррозионного покрытия в соответствии с документацией организации-изготовителя кабеля.

576. При обнаружении на КЛ опасности разрушения металлических оболочек вследствие электрокоррозии, почвенной или химической коррозии должны быть приняты меры к ее предотвращению. Для предотвращения коррозии участков алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, должна быть обеспечена их защита в соответствии с требованиями документации организации-изготовителя.

Производственной (местной) инструкцией должен быть установлен регулярный контроль за защитными устройствами КЛ.

577. Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них должны проводиться в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Перед началом раскопок должно быть проведено контрольное вскрытие кабельной трассы под надзором персонала владельца КЛ.

578. Владельцы КЛ обязаны оповещать организации и население района, где проходят кабельные трассы, о порядке производства земляных работ вблизи этих трасс. Периодичность такого оповещения должна определяться владельцем КЛ.

579. Необходимость внеочередных испытаний КЛ после ремонтных работ или раскопок, связанных с вскрытием трасс, должна определяться владельцем КЛ.

580. Для предупреждения электрических пробоев на вертикальных участках кабелей с бумажной изоляцией напряжением 20 - 35 кВ должна контролироваться степень осушения изоляции вертикальных участков по графику, утвержденному владельцем КЛ. По результатам контроля должны заменяться дефектные участки кабелей или устанавливаться на них стопорные муфты.

581. Владельцем КЛ при надзоре за прокладкой и при эксплуатации небронированных кабелей с полимерными защитными оболочками должно контролироваться состояние оболочек. Кабели с оболочками, имеющими сквозные порывы, задиры и трещины, должны быть отремонтированы или заменены.

582. Владельцы КЛ должны обеспечить выполнение работ по определению мест повреждения КЛ.

583. Образцы поврежденных кабелей и поврежденные кабельные муфты должны подвергаться лабораторным исследованиям для установления причин повреждения и разработки мероприятий по их предотвращению.

584. Провода и жилы контрольных кабелей, присоединенные к сборкам (рядам) зажимов, должны иметь маркировку, соответствующую исполнительным схемам. Контрольные кабели должны иметь маркировку на концах, в местах разветвления и пересечения кабельных трасс, при проходе их через стены, потолки, перекрытия. Концы свободных (резервных) жил контрольных кабелей должны быть изолированы.

585. При устранении повреждений контрольных кабелей с металлической оболочкой или их наращивании соединение жил должно осуществляться с установкой герметичных муфт или с помощью предназначенных для этого коробок. Указанные муфты и коробки должны быть зарегистрированы в порядке, установленном владельцем КЛ.

Кабели с поливинилхлоридной и резиновой оболочкой должны соединяться с помощью эпоксидных соединительных муфт или на переходных рядах зажимов.

На каждые 50 м одного кабеля в среднем должно быть не более одного из указанных выше соединений.

586. При применении контрольных кабелей с изоляцией жил, подверженной разрушению под воздействием воздуха, света и масла, на участках жил от зажимов до концевых разделок должно быть выполнено дополнительное покрытие, препятствующее такому разрушению.

XXXIX. Требования к эксплуатации выпрямителей, преобразователей тока (инверторов)

587. Находящиеся в эксплуатации зарядно-подзарядные устройства (далее - ЗПУ) должны обеспечивать надежную работу и заявленные характеристики в нормальных и аварийных режимах работы системы оперативного постоянного тока (далее - СОПТ).

588. В нормальном режиме работы СОПТ не допускается питание основных электроприемников от ЗПУ без АБ.

589. ЗПУ СОПТ должны обеспечивать:

заряд и подзаряд АБ различными методами ("постоянное напряжение" (U), "постоянный ток/постоянное напряжение" (IU), "со ступенью выравнивания" (IUI), "уравнительный заряд", "ручной режим");

соответствие качества напряжения и зарядного тока техническим характеристикам АБ конкретного типа;

максимальную величину пульсации тока и напряжения на выходе зарядного устройства при отключенной АБ (при работе на активную нагрузку) не более 1% от номинального напряжения;

точность стабилизации напряжения в режиме поддерживающего заряда от заданного уровня не хуже 1%;

наличие термокомпенсации напряжения в режиме поддерживающего заряда;

наличие не менее двух источников переменного тока, питающих ЗПУ с АВР и восстановлением нормального режима, организованных в самом ЗПУ или вне ЗПУ;

автоматическое повторное включение при восстановлении напряжения переменного тока после его исчезновения;

блокировку, не допускающую проведения режимов уравнительного или ускоренного заряда при отключенной принудительной приточно-вытяжной вентиляции в помещении АБ;

наличие автоматического контроля целостности цепей присоединения АБ;

подключение к силовым цепям СОПТ цепей мониторинга и измерений только через защитные устройства;

возможность параллельной работы ЗПУ;

дистанционный контроль режима работы и управления (для подстанций);

срабатывание автоматического выключателя (предохранителя) в цепи ЗУ с отключенной или разряженной АБ.

Для объектов электроэнергетики, введенных в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, в отношении ЗПУ СОПТ допускается невыполнение требований, предусмотренных абзацами вторым, четвертым, шестым - девятым, одиннадцатым - четырнадцатым настоящего пункта, в случае если указанные в них требования и обеспечивающие их выполнение технические решения не предусмотрены проектной документацией, в соответствии с которой организована СОПТ на объекте электроэнергетики.
(абзац введен Приказом Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

590. Питание инверторов резервного питания верхнего уровня АСУ ТП должно обеспечиваться от СОПТ объекта либо от собственной необслуживаемой герметизированной АБ с длительным сроком службы (не менее 8 лет).

591. Ремонт и техническое обслуживание выпрямителей, преобразователей тока (инверторов) должны осуществляться в соответствии с документацией организации-изготовителя.

XL. Требования к эксплуатации РЗА

592. ЛЭП и оборудование объектов электроэнергетики независимо от их класса напряжения должны находиться в работе и опробоваться напряжением с введенными в работу устройствами РЗА (автоматическими выключателями, предохранителями) от всех видов повреждений и ненормальных режимов работы.

При выводе из работы или неисправности отдельных устройств РЗА оставшиеся в работе устройства должны обеспечить защиту ЛЭП и оборудования от всех видов повреждений. Если указанное условие не выполняется, должна быть осуществлена временная защита или присоединение должно быть отключено.

593. Установленные на объектах электроэнергетики устройства регистрации аварийных событий и процессов (устройства определения места повреждения, регистраторы аварийных событий, в том числе являющиеся функцией микропроцессорного устройства РЗА, устройства системы мониторинга переходных режимов) должны всегда находиться в работе, за исключением случаев их вывода из работы для технического обслуживания или при неисправности.

594. Владельцами объектов электроэнергетики должны быть обеспечены нормальные условия эксплуатации устройств РЗА, в том числе допустимые температура, влажность,

вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, электромагнитная обстановка, а также другие условия, приведенные в паспортных данных и руководствах по эксплуатации устройств РЗА.

595. На панелях и шкафах РЗА, а также на панелях и пультах управления на лицевой и оборотной сторонах должны быть нанесены диспетчерские наименования установленных в них устройств РЗА.

Диспетчерские наименования устройств РЗА ЛЭП, оборудования напряжением 6 кВ и выше должны однозначно определять эти устройства в пределах одного объекта электроэнергетики.

Установленная на панелях, пультах и в шкафах РЗА аппаратура должна иметь маркировку, при двустороннем обслуживании аппаратура должна иметь с обеих сторон маркировку согласно исполнительным схемам. Расположение маркировки должно однозначно определять аппарат в пределах панели, пульта, шкафа.

На панелях и шкафах РЗА с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам РЗА одного присоединения, должны быть нанесены различимые разграничительные линии.

596. Надписи и наименования указательных реле и светодиодов, предусмотренных для фиксации срабатывания каждого отдельного устройства РЗА, должны однозначно определять срабатывание устройства РЗА и его функции.

Установленные в устройствах РЗА переключающие устройства РЗА должны иметь надписи в соответствии с инструкциями по эксплуатации и оперативному обслуживанию комплексов и устройств РЗА. Надписи должны однозначно определять их назначение, а также их нормальное положение.

597. На щитах управления объектов электроэнергетики, а также на панелях и шкафах должна быть обеспечена видимость переключающих устройств РЗА для персонала объекта электроэнергетики.

В пределах одной панели или шкафа РЗА все однотипные операции с переключающими устройствами РЗА должны выполняться одинаково.

598. Предохранители и автоматические выключатели, установленные в цепях питания устройств РЗА оперативным током, должны обеспечивать селективность действия.

Автоматические выключатели, колодки предохранителей должны иметь маркировку с указанием назначения и номинального тока.

599. При нахождении ЛЭП, оборудования в работе (в резерве) вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле, на приборы или закорочены.

600. Вторичные цепи трансформаторов тока, напряжения и вторичные обмотки фильтров присоединения высокочастотных каналов должны быть заземлены.

601. Владельцы объектов электроэнергетики в отношении всех находящихся в эксплуатации устройств РЗА обязаны обеспечить наличие следующей технической документации:

инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию комплексов и устройств РЗА;

перечней сложных устройств РЗА;

графиков технического обслуживания устройств РЗА;

рабочих программ вывода из работы (ввода в работу) сложных устройств РЗА;

заводских руководств по эксплуатации устройств РЗА;

методик расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА (допускается включение методик в состав заводских руководств по эксплуатации устройств РЗА) и иной документации по настройке устройств РЗА в соответствии с Правилами взаимодействия при настройке устройств РЗА;

исполнительных схем устройств РЗА и вторичного оборудования, паспортов-протоколов и иной документации по техническому обслуживанию устройств РЗА в соответствии с Правилами технического обслуживания устройств и комплексов РЗА;

документации, необходимой для выполнения переключений в схемах РЗА, в соответствии с Правилами переключений в электроустановках.

602. В отношении всех комплексов и устройств РЗА независимо от класса напряжения объектов электроэнергетики, на которых они установлены, владельцами объектов электроэнергетики должны быть организованы и осуществляться:

оперативное обслуживание комплексов и устройств РЗА;

техническое обслуживание комплексов и устройств РЗА и вторичного оборудования;

расчет, выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, подготовка, выдача персоналу заданий владельца объекта электроэнергетики по настройке устройств РЗА и их реализация на объектах электроэнергетики в соответствии с Правилами взаимодействия при настройке устройств РЗА;

технический учет и анализ функционирования устройств РЗА и реализованных в них функций РЗА в соответствии с Правилами технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. N 80 <56> (далее - Правила технического учета и анализа функционирования РЗА).

<56> Зарегистрирован Минюстом России 6 марта 2019 г., регистрационный N 53968, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 10 июля 2020 г. N 546 (зарегистрирован Минюстом России 23 октября 2020 г., регистрационный N 60537).

Владельцами объектов электроэнергетики должны быть обеспечены функционирование и осуществление эксплуатации каналов связи для функционирования РЗА в соответствии с Требованиями к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 97 <57>.

<57> Зарегистрирован Минюстом России 8 мая 2019 г., регистрационный N 54595.

603. Разработка перечней сложных переключений в комплексах и устройствах РЗА, бланков и (или) программ (типовых бланков и (или) типовых программ) переключений по выводу из работы (вводу в работу) комплексов и устройств РЗА, производство переключений в устройствах РЗА должны выполняться в соответствии с Правилами переключений в электроустановках.

604. Оперативный персонал должен осуществлять контроль соответствия эксплуатационного состояния устройств РЗА схемам первичных соединений объекта электроэнергетики, фиксировать факты срабатывания устройств РЗА и передавать необходимую информацию персоналу, в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которого находятся такие комплексы и устройства РЗА.

605. Для контроля оперативным персоналом соответствия положений переключающих устройств в цепях РЗА технологическому режиму работы ЛЭП и оборудования для каждой панели и шкафа должны применяться таблицы положений переключающих устройств. Таблицы должны соответствовать указаниям инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА, разрабатываемых и утверждаемых в соответствии с пунктом 606 Правил.

Периодичность осмотров должна быть установлена техническим руководителем.

606. Для всех устройств РЗА, находящихся в эксплуатации, владельцами объектов электроэнергетики должны быть разработаны и утверждены инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА.

Инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА должны содержать:

описание устройств РЗА, включающее в том числе их расположение и назначение, описание принципа действия, распределение по трансформаторам тока и напряжения, описание сигнализации, описание взаимодействия с другими устройствами РЗА, телемеханики и связи, а также с первичным оборудованием;

расположение и назначение всех автоматических выключателей, предохранителей, переключателей, рубильников, испытательных блоков и прочих оперативных переключающих устройств на каждом шкафу, панели, микропроцессорном терминале, в цепях питания устройств РЗА оперативным током, в цепях питания устройств РЗА от трансформаторов напряжения;

указания по операциям с устройствами РЗА при отключении (включении) трансформаторов напряжения или неисправности цепей напряжения;

указания по операциям с устройствами РЗА при операциях в цепях тока;

указания по операциям с устройствами РЗА при изменении технологического режима работы и (или) эксплуатационного состояния устройств РЗА, ЛЭП и оборудования;

указания по операциям с устройствами РЗА при выводе из работы или неисправности других устройств РЗА, систем сбора и передачи информации;

указания по действиям оперативного персонала при срабатывании сигнализации и выявлении неисправностей;

указания о порядке, периодичности опробования и контроля устройств РЗА (в том числе контроля исправности устройств РЗА, измерения параметров высокочастотных защит и устройств передачи аварийных сигналов и команд, контроля тока и напряжения небаланса в устройствах РЗА и в цепях напряжения).

Инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА должны разрабатываться с учетом требований инструкций диспетчерских центров (ЦУС), в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которых находятся такие устройства РЗА.

607. Оперативное облуживание устройств РЗА должно выполняться оперативным персоналом в соответствии с инструкциями по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА.

608. Оперативному персоналу разрешается выполнять только те операции с устройствами РЗА, которые описаны в инструкциях, указанных в пункте 606 Правил.

609. При угрозе неправильного срабатывания устройство РЗА должно быть выведено из работы в соответствии с инструкциями по эксплуатации и оперативному обслуживанию этих устройств без разрешения диспетчерского или вышестоящего оперативного персонала, но с последующим незамедлительным уведомлением такого персонала обо всех выполненных операциях.

610. Для всех устройств РЗА и вторичного оборудования владельцами объектов электроэнергетики должно быть организовано техническое обслуживание в соответствии с Правилами технического обслуживания устройств и комплексов РЗА. При выполнении работ по техническому обслуживанию устройств РЗА должны быть приняты меры, предотвращающие непредусмотренные воздействия на оборудование и другие устройства РЗА.

611. Владельцы объектов электроэнергетики должны обеспечивать ведение учета всех случаев срабатывания и отказа срабатывания устройств РЗА в соответствии с Правилами технического учета и анализа функционирования РЗА.

Владельцы объектов электроэнергетики должны обеспечивать выявление в процессе эксплуатации дефектов и неисправностей устройств РЗА, а также учет и устранение таких дефектов и неисправностей при планировании и осуществлении технического обслуживания и (или) модернизации устройств РЗА.

XLI. Требования к эксплуатации заземляющих устройств

612. Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.

Каждый элемент электроустановки, подлежащий заземлению, должен быть присоединен к заземлителю посредством отдельного заземляющего проводника.

Последовательное соединение заземляющими проводниками нескольких элементов электроустановки не допускается.

Присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляемым конструкциям должно быть выполнено в соответствии с требованиями документации организации-изготовителя и проектной документации.

613. Заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии. Открыто проложенные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.

Проверка коррозионного состояния заземлителей подстанций и опор ВЛ должна проводиться в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем.

XLII. Требования к эксплуатации защиты от перенапряжений

614. Защита от перенапряжений на объекте электроэнергетики должна эксплуатироваться в соответствии с требованиями Правил, если иной набор и (или) порядок действий не установлен технической документацией организации-изготовителя элементов защиты от перенапряжений или проектной документацией на объект электроэнергетики.

615. На объектах электроэнергетики должно быть обеспечено наличие следующих сведений и документов по защите от перенапряжений каждого РУ и ВЛ:

очертание защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся зданий и сооружений;

схемы устройств заземления РУ с указанием мест подключения защитных аппаратов, заземляющих спусков подстанционного оборудования и порталов с молниеотводами, расположения дополнительных заземляющих электродов с данными по их длине и количеству;

паспортные защитные характеристики использованных на РУ и ВЛ ограничителей перенапряжений, вентильных и трубчатых разрядников и искровых промежутков;

значения сопротивлений заземления опор ВЛ, в том числе тросовых подходов ВЛ, РУ, ТП и переключательных пунктов;

данные о проводимости грунтов по трассе ВЛ и территории РУ;

данные о пересечении ВЛ между собой, с линиями связи, радиотрансляции, автоблокировочными линиями железных дорог;

схемы РУ со значениями длин защищенных тросом подходов ВЛ (для ВЛ с тросом по всей длине - длин опасных зон) и соответствующими им расстояниями по ошиновке между защитными аппаратами РУ и защищаемым оборудованием.

616. Владельцем объекта электроэнергетики должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений ВЛ, оборудования РУ и ТП.

Владельцем объекта электроэнергетики должны проводиться:

ежегодная проверка состояния и готовности защиты от перенапряжений РУ и ВЛ к противодействию грозовым и внутренним перенапряжениям по графику, установленному техническим руководителем;

оценка надежности грозозащиты и разработка мероприятий по повышению ее надежности с учетом результатов вышеуказанной проверки и имеющихся у владельца объекта электроэнергетики данных о случаях грозовых отключений и повреждений ВЛ и оборудования.

617. Ограничители перенапряжений и вентильные разрядники всех напряжений должны быть постоянно включены.

В ОРУ допускается отключение на зимний период (или отдельные его месяцы) вентильных разрядников, предназначенных только для защиты от грозовых перенапряжений, в районах с ураганным ветром, гололедом, резким изменением температуры и интенсивным загрязнением.

618. Трубчатые разрядники и защитные промежутки должны осматриваться при осмотрах ВЛ. Срабатывание разрядников должно быть отмечено в листках осмотра.

Верховой осмотр без снятия трубчатых разрядников с опор, а также дополнительные осмотры и проверки трубчатых разрядников, установленных в зонах интенсивного загрязнения, должны выполняться в соответствии с порядком, установленным владельцем объекта электроэнергетики.

Ремонт либо замена трубчатых разрядников должны проводиться по результатам оценки технического состояния с учетом требований документации организации-изготовителя.

619. Для уменьшения кратности перенапряжений при однофазных замыканиях на землю, организации селективной работы релейной защиты и повышения электробезопасности при замыканиях на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю (до 10 А) должны применяться:

высокоомное резистивное заземление нейтрали;

низкоомное резистивное заземление нейтрали;

средства селективного определения присоединения или его участка с однофазным замыканием на землю совместно с управляемыми коммутационными аппаратами, позволяющими отключать присоединение или участок присоединения с однофазным замыканием на землю.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали допускается применять в случае, если значение тока замыкания на землю не превышает значения, указанные в пункте 621 Правил.

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали сопротивление резистора должно выбираться из условия, чтобы значение активной составляющей тока замыкания на землю было больше или равно емкостной составляющей тока замыкания на землю.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали следует применять в случаях, когда однофазное замыкание на землю должно быть селективно отключено в течение минимально возможного времени, а также при наличии в электрической сети силовых кабелей с изоляцией из

сшитого полиэтилена. При этом ток в нейтрали должен быть достаточным для работы релейной защиты на отключение.

В электрических сетях, кроме электрических сетей с низкоомным резистивным заземлением, допускается работа ВЛ и КЛ с замыканием на землю до устранения повреждения.

620. Для ликвидации нарушений нормального режима, связанных с возникновением замыкания на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью, должны применяться средства селективного определения присоединения или его участка с однофазным замыканием на землю совместно с управляемыми коммутационными аппаратами, позволяющими отключать присоединение или участок присоединения с однофазным замыканием на землю.

621. Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

при номинальном напряжении сети 6 кВ - 30 А;

при номинальном напряжении сети 10 кВ - 20 А;

при номинальном напряжении сети 15 - 20 кВ - 15 А;

при номинальном напряжении сети 35 кВ и выше - 10 А.

В сетях СН напряжением 6 кВ блочных электростанций допускается режим работы с заземлением нейтрали сети через резистор. В цепях генераторного напряжения при обосновании соответствующими расчетами допускается режим работы с изолированной нейтралью.

В сетях напряжениям 6 - 35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах должны использоваться дугогасящие реакторы при емкостном токе замыкания на землю более 10 А. Допускается режим работы нейтрали через низкоомный резистор с отключением присоединения с однофазным замыканием на землю.

Работа сетей напряжением 6 - 35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается.

Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали в сетях с компенсацией емкостного тока должно проводиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих реакторов и значительных изменениях режимов сети, но не реже 1 раза в 6 лет, а также для сетей сложной конфигурации, когда расчетным путем точные значения емкостных токов получить невозможно.

Допускается определение емкостных токов расчетным путем для сети с простой конфигурацией или сети, не подвергавшейся значительным изменениям конфигурации.

Данные для расчета значений емкостных токов замыкания на землю по отходящим КЛ и ВЛ владелец таких КЛ и ВЛ должен предоставлять собственнику или иному законному владельцу подстанции (секции шин), с которой запитаны указанные ВЛ и КЛ.

При превышении значений емкостного тока, указанных в настоящем пункте Правил, должно применяться заземление нейтрали посредством системы компенсации емкостных токов (в том числе системы полной компенсации) либо через низкоомный резистор или проводиться

деление сети на электрически не связанные части.

622. Мощность дугогасящих реакторов должна быть выбрана по емкостному току сети с учетом ее перспективного развития.

Заземляющие дугогасящие реакторы должны быть установлены на подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем двумя ЛЭП.

Установка дугогасящих реакторов на тупиковых подстанциях не допускается.

623. Дугогасящие реакторы должны быть подключены к нейтралям трансформаторов, генераторов или синхронных компенсаторов через разъединители.

Для подключения дугогасящих реакторов должны использоваться трансформаторы со схемой соединения обмоток "звезда-треугольник".

Подключение дугогасящих реакторов к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями, не допускается.

Ввод дугогасящего реактора, предназначенного для заземления, должен быть соединен с общим заземляющим устройством через трансформатор тока.

Дугогасящие реакторы должны иметь резонансную настройку.

Настройка с перекомпенсацией, при которой степень расстройки компенсации должна быть не более 5%, допускается. Если установленные в сетях 6 - 20 кВ дугогасящие реакторы имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А. В сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю менее 15 А допускается степень расстройки не более 10%.

Работа сетей с недокомпенсацией емкостного тока не допускается (за исключением случаев применения дугогасящих реакторов, настраиваемых в резонанс при возникновении замыкания на землю).

Допускается применение настройки с недокомпенсацией временно при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности и при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70% фазного напряжения.

624. В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75% фазного напряжения (за исключением случаев применения дугогасящих реакторов, настраиваемых в резонанс при возникновении замыкания на землю).

При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15% фазного напряжения длительно и не выше 30% в течение одного часа.

Понижение напряжения несимметрии и смещения нейтрали до указанных значений должно быть осуществлено выравниванием емкостей фаз сети относительно земли (изменением взаимного положения фазных проводов, а также распределением конденсаторов высокочастотной связи между фазами линий).

При подключении к сети конденсаторов высокочастотной связи и конденсаторов молниезащиты вращающихся машин должна быть проверена допустимость несимметрии емкостей фаз относительно земли.

Пофазные включения и отключения ВЛ и КЛ, которые могут приводить к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения, не допускаются.

625. В сетях напряжением 6 - 20 кВ должны применяться плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки тока компенсации и с ручным регулированием тока настройки.

При применении дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации.

Настройка дугогасящих реакторов на основании результатов измерений емкостного тока замыкания на землю и тока компенсации дугогасящих реакторов допускается, если емкостный ток замыкания на землю компенсируемой сети изменяется в среднем не чаще 2 раз в сутки с расстройкой компенсации не более 5%.

626. РУ напряжением 110 - 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, должны быть проверены владельцем оборудования на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин. При возможности возникновения феррорезонанса оперативные переключения должны выполняться в соответствии с требованиями Правил переключений в электроустановках. Владельцем оборудования должны быть приняты меры по предотвращению феррорезонанса при автоматических отключениях.

В сетях и на присоединениях напряжением 6 - 35 кВ владельцем оборудования должны быть приняты меры по предотвращению феррорезонансных процессов, в том числе самопроизвольных смещений нейтрали.

627. Неиспользуемые обмотки низшего (среднего) напряжения трансформаторов и автотрансформаторов должны быть соединены в "звезду" или "треугольник" и защищены от перенапряжений.

Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных между обмотками более высокого напряжения, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений, присоединенными к вводу каждой фазы. Защита не требуется, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена КЛ длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

Защита неиспользуемых обмоток низшего и среднего напряжения в других случаях должна быть осуществлена заземлением одной фазы или нейтрали либо вентильными разрядниками (или ограничителями перенапряжений), присоединенными к вводу каждой фазы.

628. Защита от перенапряжений нейтрали трансформатора с уровнем изоляции ниже, чем у линейных вводов, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителем перенапряжений.

629. В сетях напряжением 110 - 750 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах повышение напряжения промышленной частоты (50 Гц) на оборудовании не должно превышать значений, указанных в приложении к Правилам предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

XLIII. Требования к эксплуатации освещения объектов электроэнергетики

630. Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

631. Светоограждение дымовых труб и других высоких сооружений должно соответствовать Федеральным авиационным правилам "Требования, предъявляемые к аэродромам, предназначенным для взлета, посадки, руления и стоянки гражданских воздушных судов", утвержденным приказом Минтранса России от 25 августа 2015 г. N 262 <58>.

<58> Зарегистрирован Минюстом России 9 октября 2015 г., регистрационный N 39264, с изменениями, внесенными приказом Минтранса России от 24 ноября 2017 г. N 495 (зарегистрирован Минюстом России 21 декабря 2017 г., регистрационный N 49344).

632. В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения должны обеспечивать на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 люкс. Владельцем объекта электроэнергетики должно быть обеспечено электроснабжение ламп аварийного освещения с использованием источников бесперебойного питания.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 люкс на уровне пола.

633. Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током - не выше 12 В.

Вилки 12 - 42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения и рода тока.

634. Сеть освещения, выполненная на светильниках, не имеющих собственных пускорегулирующих устройств, должна получать питание через стабилизаторы или от отдельных трансформаторов, обеспечивающих возможность поддержания напряжения освещения в необходимых пределах.

Напряжение на лампах должно быть не выше номинального. Понижение напряжения у ламп сети внутреннего рабочего освещения, а также прожекторных установок должно быть не более 5% номинального напряжения, у ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети 12 - 42 В - не более 10% (для люминесцентных ламп - не более 7,5%) номинального напряжения.

635. На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках,

автоматах) должны быть надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях - с указанием значения тока плавкой вставки.

636. Владельцем объекта электроэнергетики должно быть обеспечено наличие у дежурного персонала схемы сети освещения и запаса плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети.

Дежурный и оперативно-ремонтный персонал при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

637. При обслуживании сети освещения:

проверка действия автомата аварийного освещения должна проводиться не реже 1 раза в месяц в дневное время;

проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения должна проводиться 2 раза в год.

638. Владельцем объекта электроэнергетики должен быть определен порядок и обеспечено осуществление проверки состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытаний и измерений сопротивления изоляции.

XLIV. Требования к эксплуатации электролизных установок

639. Электролизные установки должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями Правил, если иной набор и (или) порядок действий не установлен технической документацией организации-изготовителя электролизной установки или проектной документацией на объект.

При эксплуатации электролизных установок должны контролироваться: напряжение и ток на электролизерах, давление водорода и кислорода, уровни жидкости в аппаратах, разность давлений между системами водорода и кислорода, температура электролита в циркуляционном контуре и температура газов в установках осушки, влажность водорода после установок осушки, чистота водорода и кислорода в аппаратах и содержание водорода в помещениях установки.

Нормальные и предельные значения контролируемых параметров должны быть установлены владельцем объекта электроэнергетики на основе документации организации-изготовителя.

640. Технологические защиты электролизных установок должны действовать на отключение преобразовательных агрегатов (двигателей-генераторов) при следующих отклонениях от установленного режима:

разности давлений в регуляторах давления водорода и кислорода более 200 кгс/м^2 (2 кПа);

содержании водорода в кислороде 2%;

содержании кислорода в водороде 1%;

давлении в системах выше номинального;

межполюсных коротких замыканиях;

однополюсных коротких замыканиях на землю (для электролизеров с центральным отводом газов);

исчезновении напряжения на преобразовательных агрегатах (двигателях-генераторах) со стороны переменного тока.

При автоматическом отключении электролизной установки, а также повышении температуры электролита в циркуляционном контуре до 70 °C, при увеличении содержания водорода в воздухе помещений электролизеров и датчиков газоанализаторов до 1% на щит управления должен подаваться сигнал.

После получения сигнала оперативный персонал должен прибыть на установку не позднее чем через 15 минут.

Повторный пуск установки после отключения ее технологической защитой должен осуществляться оперативным персоналом после выявления и устранения причины отключения.

641. Электролизная установка, работающая без постоянного дежурства персонала, должна осматриваться не реже 1 раза в смену.

При осмотре электролизной установки должны контролироваться:

соответствие показаний дифференциального манометра-уровнемера уровням воды в регуляторах давления работающего электролизера;

положение уровней воды в регуляторах давления отключенного электролизера;

открытие клапанов выпуска газов в атмосферу из регуляторов давления отключенного электролизера;

наличие воды в гидрозатворах;

расход газов в датчиках газоанализаторов (по ротаметрам);

нагрузка и напряжение на электролизере;

температура газов на выходе из электролизера;

давление водорода и кислорода в системе и ресиверах;

давление инертного газа в ресиверах.

642. Для проверки исправности автоматических газоанализаторов с периодичностью 1 раз в сутки должен проводиться химический анализ содержания кислорода в водороде и водорода в кислороде. При неисправности одного из автоматических газоанализаторов химический анализ должен проводиться каждые 2 часа.

643. На регуляторах давления водорода и кислорода и на ресиверах предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление, равное 1,15 номинального. Предохранительные клапаны на регуляторах давления должны проверяться не реже 1 раза в 6

месяцев, а предохранительные клапаны на ресиверах - не реже 1 раза в 2 года. Предохранительные клапаны должны испытываться на стенде азотом или чистым воздухом.

644. На трубопроводах подачи водорода и кислорода в ресиверах, а также на трубопроводе подачи обессоленной воды (конденсата) в питательные баки должны быть установлены газоплотные обратные клапаны.

645. Для питания электролиза должна применяться вода, по качеству соответствующая дистилляту (обессоленная вода, конденсат), имеющая удельную электрическую проводимость не более 5 мкСм/см или удельное сопротивление не менее 200 кОм/см.

Для приготовления электролита должен применяться гидрат окиси калия (далее - КОН) технический высшего сорта.

646. Чистота водорода, вырабатываемого электролизными установками, должна быть не ниже 99,5% (в электролизных установках типа СЭУ-4 м и СЭУ-8 м - не ниже 99%), а кислорода - не ниже 98,5%.

647. Температура электролита в электролизере должна быть не выше 80 °С, а разность температур наиболее горячих и холодных ячеек электролизера - не более 20 °С.

648. При использовании кислорода для нужд электростанции давление в ресиверах кислорода должно автоматически поддерживаться ниже давления водорода в них.

649. Перед включением электролизера в работу все аппараты и трубопроводы должны быть продуты азотом. Чистота азота для продувки должна быть не ниже 97,5%. Продувка должна быть признана законченной, если содержание азота в выдуваемом газе достигает 97%.

Продувка аппаратуры электролизеров углекислым газом не допускается.

650. Подключение электролизера к ресиверам, находящимся под давлением водорода, должно осуществляться при превышении давления в системе электролизера по отношению к давлению в ресиверах не менее чем на 0,5 кгс/см^2 (50 кПа).

651. Для вытеснения воздуха или водорода из ресиверов должен применяться углекислый газ или азот. Воздух должен вытесняться углекислым газом до тех пор, пока содержание углекислого газа в верхней части ресиверов не достигнет 85%, а при вытеснении водорода - 95%.

652. Вытеснение воздуха или водорода азотом должно проводиться, пока содержание азота в выдуваемом газе не достигнет 97%.

При необходимости проведения внутреннего осмотра ресиверов такие ресиверы должны предварительно продуваться воздухом до тех пор, пока содержание кислорода в выдуваемом газе не достигнет 20%.

Азот или углекислый газ должен вытесняться водородом из ресиверов, пока в их нижней части содержание водорода не достигнет 99%.

653. В процессе эксплуатации электролизной установки должны проверяться:

плотность электролита - не реже 1 раза в месяц;

напряжение на ячейках электролизеров - не реже 1 раза в 6 месяцев;

действие технологических защит, предупредительной и аварийной сигнализации и состояние обратных клапанов - не реже 1 раза в 3 месяца;

влажность водорода - не реже 1 раза в сутки.

654. При работе установки сорбционной осушки водорода или кислорода переключение адсорберов-осушителей должно выполняться по графику, утвержденному владельцем объекта электроэнергетики. Температура точки росы водорода после установки осушки должна быть не выше минус 5 °С.

При осушке водорода методом охлаждения температура водорода на выходе из испарителя должна быть не выше минус 5 °С.

Для оттаивания испаритель должен периодически отключаться по графику, утвержденному владельцем объекта электроэнергетики.

655. При отключении электролизной установки на срок до одного часа допускается оставлять аппаратуру под номинальным давлением газа, при этом сигнализация повышения разности давлений в регуляторах давления кислорода должна быть включена.

При отключении электролизной установки на срок до 4 часов давление газов в аппаратах должно быть понижено до 0,1 - 0,2 кгс/см^2 (10 - 20 кПа), а при отключении на срок более 4 часов аппараты и трубопроводы должны быть продуты азотом. Продувка должна выполняться также во всех случаях вывода электролизера из работы при обнаружении неисправности.

656. При работе на электролизной установке одного электролизера и нахождении другого в резерве вентили выпуска водорода и кислорода в атмосферу на резервном электролизере должны быть открыты.

657. Промывка электролизеров, проверка усилия затяжки их ячеек и ревизия арматуры должны проводиться 1 раз в 6 месяцев.

Текущий ремонт, включающий указанные работы, а также разборку электролизеров с заменой прокладок, промывку и очистку диафрагм и электродов и замену дефектных деталей, должен осуществляться 1 раз в 3 года.

Капитальный ремонт с заменой асбестовой ткани на диафрагменных рамах должен осуществляться 1 раз в 6 лет.

При отсутствии утечек электролита из электролизеров и сохранении нормальных параметров технологического режима допускается удлинение срока работы электролизной установки между текущими и капитальными ремонтами по решению технического руководителя.

Для электролизных установок иностранного производства плановое техническое обслуживание таких установок с заменой оборудования должно проводиться в соответствии с документацией организаций-изготовителей.

658. Трубопроводы электролизной установки должны окрашиваться в соответствии с

требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 12.4.026-2015 "Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний" <59> и национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 71918-2024 "Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки" <60>. Окраска аппаратов должна выполняться по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа, окраска ресиверов - светлой краской с кольцами по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

КонсультантПлюс: примечание.
В официальном тексте документа, видимо, допущена опечатка: имеется в виду приказ Росстандарта N 11-ст от 29.01.2019, а не от 29.01.2016.

<59> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48) и введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Росстандарта от 10 июня 2016 г. N 614-ст (М., Стандартинформ, 2016 г.), с изменением N 1, принятым Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 29 ноября 2018 г. N 54) и введенным в действие приказом Росстандарта от 29 января 2016 г. N 11-ст (ИУС "Национальные стандарты", N 4, 2019 г.).

<60> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 26 декабря 2024 г. N 2026-ст.
(сноска в ред. Приказа Минэнерго России от 30.10.2025 N 1427)

XLV. Требования к использованию энергетических масел

659. При использовании на объектах электроэнергетики энергетических масел должны быть обеспечены:

работа технологических систем маслонаполненного оборудования без сбоев и нарушений функционирования;

сохранение эксплуатационных свойств масел;

сбор отработанных масел для утилизации.

660. Энергетические масла, применяемые на объектах электроэнергетики, должны иметь паспорта (сертификаты) качества и паспорта безопасности организации-изготовителя масел.

В случае несоответствия качества энергетических масел характеристикам, указанным в паспорте (сертификате) качества и паспорте безопасности, применение этих масел в оборудовании не допускается.

Отбор проб масел из транспортных емкостей должен осуществляться в соответствии с положениями межгосударственного стандарта ГОСТ 2517-2012 "Нефть и нефтепродукты.

Методы отбора проб" <61>, межгосударственного стандарта ГОСТ 6433.5-84 "Диэлектрики жидкие. Отбор проб" <62>, межгосударственного стандарта ГОСТ 31873-2012 "Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб" <63> и национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р МЭК 60475-2013 "Жидкости изоляционные. Отбор проб" <64>.

<61> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 24 октября 2012 г. N 52) и введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Росстандарта от 29 ноября 2012 г. N 1448-ст (М., Стандартинформ, 2014 г.), с изменением N 1, принятым Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 марта 2018 г. N 107-П) и введенным в действие приказом Росстандарта от 13 апреля 2018 г. N 193-ст (ИУС "Национальные стандарты", N 6, 2018 г.).

<62> Утвержден и введен в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 27 марта 1984 г. N 1031 (М., Издательство стандартов, 1984 г.).

<63> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 15 ноября 2012 г. N 42) и введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Росстандарта от 29 ноября 2012 г. N 1447-ст (М., Стандартинформ, 2014 г.).

<64> Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 29 апреля 2013 г. N 60-ст (М., Стандартинформ, 2014 г.).

661. Электрооборудование в зависимости от типа и класса напряжения после ремонта, выполнявшегося со сливом масла из оборудования, должно быть залито подготовленным электроизоляционным маслом.

Электрооборудование (активная часть, маслобак) должно быть промыто или очищено от остатков загрязнения до начала залива электроизоляционного масла, которое будет в нем эксплуатироваться.

Качество электроизоляционного масла в электрооборудовании, ремонт которого выполнялся без слива масла, должно соответствовать требованиям, установленным техническим руководителем с учетом требований организации-изготовителя.

662. Марка трансформаторного масла должна выбираться в зависимости от типа и класса напряжения оборудования, в котором это масло будет использоваться.

663. Сорбенты в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов мощностью свыше 630 кВА должны заменяться при достижении значения кислотного числа масла 0,1 мг КОН на 1 г масла, а также в случае появления в масле растворенного шлама, водорастворимых кислот и (или) повышения значения тангенса угла диэлектрических потерь выше эксплуатационной нормы.

Замена сорбента в фильтрах трансформаторов до 630 кВА включительно должна проводиться во время ремонта или при эксплуатации при ухудшении характеристик твердой изоляции.

Содержание воды в сорбенте, загружаемом в фильтры, должно быть не более 0,5% массы.

664. Баки (резервуары) для хранения трансформаторных масел должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами. Допускается хранение трансформаторного масла в заводской таре (упаковке).

665. На объектах электроэнергетики должен постоянно храниться запас трансформаторного масла в количестве, равном (или более) вместимости одного самого вместительного масляного выключателя, и запас на доливки не менее 1% всего масла, залитого в оборудование, на объектах электроэнергетики, имеющих только элегазовые, воздушные или малообъемные масляные выключатели, - не менее 10% объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости.

Допускается формирование владельцем объекта электроэнергетики централизованного запаса трансформаторных масел для нескольких принадлежащих ему объектов электроэнергетики в количестве не менее 10% объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости среди всех установленных трансформаторов на принадлежащих ему объектах электроэнергетики.

В сетевых организациях должно быть обеспечено формирование и хранение запаса трансформаторного масла в количестве не менее 2% залитого в оборудование.

666. До слива из транспортной емкости турбинные нефтяные и огнестойкие масла должны быть подвергнуты лабораторным анализам в соответствии с требованиями, установленными техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя.

Масло перед заливом в оборудование должно быть подготовлено в соответствии с требованиями, установленными техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя оборудования.

667. Энергетические масла и смазки должны удовлетворять требованиям, установленным техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя оборудования.

668. Огнестойкие турбинные масла, показатели качества которых достигли предельно допустимых значений, установленных техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя оборудования, должны быть отправлены на регенерацию или утилизацию. Эксплуатация огнестойких турбинных масел должна осуществляться в соответствии с требованиями, установленными техническим руководителем.

669. Эксплуатационное турбинное масло в гидротурбинах должно соответствовать требованиям, установленным техническим руководителем с учетом требований организации-изготовителя гидротурбин.

Периодичность, объем испытаний и предельно допустимые значения показателей качества указанного масла должны определяться техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя гидротурбин.

670. В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло должно периодически подвергаться визуальному контролю, лабораторным испытаниям и анализам.

Периодичность, объем испытаний и предельно допустимые значения показателей качества турбинного масла должны определяться техническим руководителем с учетом требований документации организации-изготовителя турбин.

671. Визуальный контроль масла, применяемого в паровых турбинах и турбонасосах, должен проводиться 1 раз в сутки.

Визуальный контроль масла, применяемого в гидротурбинах, на электростанциях с постоянным дежурством персонала должен проводиться 1 раз в неделю, а на автоматизированных электростанциях - при каждом очередном осмотре оборудования, но не реже 1 раза в месяц.

672. На электростанции должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве не менее вместимости маслосистемы самого крупного агрегата и запас такого масла на доливки в количестве не менее 45-дневной потребности. На объектах электроэнергетики должен храниться постоянный запас масла в количестве не менее вместимости масляной системы одного синхронного или асинхронного компенсатора и запас масла на доливки не менее 45-дневной потребности.

673. На электростанции должен храниться постоянный запас огнестойкого турбинного масла в количестве не менее годовой потребности его на доливки для одного турбоагрегата.

674. Индустриальные, компрессорные и другие масла при приемке и хранении должны подвергаться лабораторным анализам и испытаниям в соответствии с требованиями, установленными техническим руководителем.

Лабораторные анализы и испытания пластичных смазок должны выполняться по решению технического руководителя.

675. Для вспомогательного оборудования и механизмов на объектах электроэнергетики техническим руководителем должны быть установлены нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов.

В системах смазки вспомогательного оборудования с принудительной циркуляцией масло должно подвергаться визуальному контролю на содержание механических примесей, шлама и воды не реже 1 раза в месяц. При обнаружении загрязнения масло должно быть очищено или заменено.

На каждом объекте электроэнергетики должен храниться постоянный запас смазочных материалов для вспомогательного оборудования в количестве, необходимом для удовлетворения не менее 45-дневной потребности в таких материалах.

676. Обслуживание маслохозяйства и оборудования для обработки масел должно осуществляться персоналам производственного подразделения, определенного организационно-распорядительным документом технического руководителя.

677. Техническим руководителем должен быть определен порядок учета и контроля приемки свежего масла, расхода масел, смазок, присадок, их испытания, регенерации и утилизации.

678. В случае, если производственными (местными) инструкциями предусмотрено проведение дополнительных анализов эксплуатационного масла, такие анализы должны проводиться с периодичностью, установленной указанными инструкциями.

679. Прием из транспортных емкостей и подача трансформаторного или турбинного масла к оборудованию должны осуществляться по раздельным маслопроводам, а при отсутствии маслопроводов - с применением передвижных емкостей или металлических бочек.

Стационарные маслопроводы между операциями по перекачке должны быть заполнены маслом.

На трубопроводах, предназначенных для залива масла в оборудование, перед запорной арматурой на входе в оборудование должны быть установлены пробоотборные устройства.

680. Масла, подготовленные к заливу, должны заливаться в маслосистемы оборудования, не содержащие загрязнений и масляного шлама, проверенные на промышленную чистоту.

XLVI. Требования к эксплуатации ВЭС (СЭС)

681. Эксплуатация ВЭС (СЭС), включая установленное на них оборудование, устройства и системы управления, должна осуществляться в соответствии с требованиями глав I - VIII, XXXI - XLV (с учетом абзаца второго настоящего пункта) Правил и требованиями настоящей главы Правил.

Положения глав XXXI - XLV Правил, устанавливающие требования к эксплуатации генераторов, электродвигателей и КЛ, на генерирующее оборудование ВЭС (СЭС) и входящую в состав ВЭС (СЭС) коллекторную сеть не распространяются.

682. Управление технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств ВЭС (СЭС) должно осуществляться оперативным персоналом электростанции.

Для управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств ВЭС (СЭС) в случаях, когда не предусмотрено постоянное пребывание оперативного персонала на электростанции, собственник или иной законный владелец ВЭС (СЭС) (далее - владелец ВЭС (СЭС) должен создавать центры управления ВЭС (СЭС), осуществляющие в числе функций оперативно-технологического управления функции дистанционного управления технологическим режимом и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств принадлежащих ему ВЭС (СЭС), при условии организации дистанционного управления из диспетчерского центра и выполнения требований, предусмотренных пунктами 683 - 687 Правил.
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

683. Осуществление оперативно-технологического управления ВЭС (СЭС) из центра управления ВЭС (СЭС) допускается при условии выполнения владельцем ВЭС (СЭС) следующих требований к созданию, оснащению и функционированию такого центра:
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

а) обеспечение технологического оснащения центра управления ВЭС (СЭС), необходимого

для выполнения функций оперативно-технологического управления, в том числе обеспечение наличия и функционирования АСТУ. При этом функционирование АСУ ТП каждой ВЭС (СЭС) должно не зависеть от состояния и функционирования АСТУ центра управления ВЭС (СЭС);
(в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

б) организация двух независимых каналов связи и информационного обмена между:

центром управления ВЭС (СЭС) и соответствующими электростанциями;

центром управления ВЭС (СЭС) и диспетчерскими центрами, в операционной зоне которых расположены ВЭС (СЭС);

центром управления ВЭС (СЭС) и ЦУС сетевой организации, к электрическим сетям которой технологически присоединены ВЭС (СЭС), - в случае, если изменение эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства, входящих в состав ВЭС (СЭС), может привести к полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии потребителей, ограничению выдачи мощности другого объекта по производству электрической энергии или невозможности включения в работу объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иным субъектам электроэнергетики, с учетом требований, установленных пунктом 685 Правил;

в) организация и обеспечение функционирования каналов связи и передачи телеметрической информации между каждой ВЭС (СЭС) и диспетчерским центром, в операционной зоне которого расположена электростанция;

г) обеспечение дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования, коммутационными аппаратами и устройствами ВЭС (СЭС) из центра управления ВЭС (СЭС);

д) обеспечение организации и осуществления в отношении ВЭС (СЭС) следующих видов дистанционного управления из диспетчерского центра:

дистанционного управления активной мощностью генерирующего оборудования ВЭС (СЭС), осуществляемого путем воздействия на системы регулирования генерирующего оборудования либо путем отключения коммутационных аппаратов, обеспечивающих отключение генерирующего оборудования, и реализующего возможность полного отключения ВЭС (СЭС) или ограничения выдачи ее мощности в точке присоединения к электрической сети в случае отказа средств связи между диспетчерским центром и центром управления ВЭС (СЭС) при возникновении нарушения нормального режима электрической части энергосистемы или объектов электроэнергетики (далее - нарушение нормального режима). Выбор способа указанного дистанционного управления из диспетчерского центра должен осуществляться владельцем ВЭС (СЭС) при разработке проектной документации;

дистанционного управления реактивной мощностью ВЭС (СЭС), осуществляемого:

в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима при отказе средств связи между диспетчерским центром и центром управления ВЭС (СЭС), в том числе с изменением значения активной мощности ВЭС (СЭС) в соответствии с абзацем вторым настоящего подпункта;

в целях поддержания уровней напряжения на шинах объектов электроэнергетики в допустимых пределах во всех режимах работы энергосистемы при отсутствии нарушений нормального режима, реализуемого путем воздействия на системы управления и регулирования вырабатываемой (потребляемой) реактивной мощности ВЭС (СЭС) в зависимости от текущего значения активной мощности (без изменения значения активной мощности генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) по командам дистанционного управления из диспетчерского центра;

дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием электросетевого оборудования и устройствами (функциями устройств) РЗА ВЭС (СЭС), осуществляемого в соответствии с установленным распределением функций по дистанционному управлению.
(пп. "д" в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

684. Организация дистанционного управления ВЭС (СЭС) из диспетчерского центра в соответствии с подпунктом "д" пункта 683 Правил должна осуществляться с использованием каналов связи, функционирование которых не зависит от функционирования телекоммуникационного оборудования центра управления ВЭС (СЭС).

Для целей подпункта "д" пункта 683 Правил понятие "отказ средств связи" следует применять в значении, установленном пунктом 177 Правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

685. По решению владельца ВЭС (СЭС) организация каналов связи и информационного обмена между центром управления ВЭС (СЭС) и ЦУС сетевой организации, к электрическим сетям которой технологически присоединены ВЭС (СЭС), в соответствии с подпунктом "б" пункта 683 Правил может быть заменена реализацией автоматического отключения выключателей ЛЭП, к которым присоединены ВЭС (СЭС), а при отсутствии выключателей - автоматического отключения линейных разъединителей со стороны ВЭС (СЭС) по факту исчезновения напряжения на таких ЛЭП. Указанное автоматическое отключение выключателей ЛЭП (линейных разъединителей) со стороны ВЭС (СЭС) допускается применять только для ВЭС (СЭС), присоединенных к ЛЭП ответвлениями (отпайками).

686. В отношении ВЭС (СЭС), оперативно-технологическое управление которыми осуществляется из центра управления ВЭС (СЭС), должны быть также обеспечены организация в соответствии с пунктом 52 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и функционирование каналов связи между ВЭС (СЭС) и ЦУС сетевой организации, в технологическом управлении (ведении) которого находятся отходящие от ВЭС (СЭС) ЛЭП.

687. В отношении функционирования центра управления ВЭС (СЭС) должно быть обеспечено:

выполнение в процессе функционирования центра управления ВЭС (СЭС) требований, указанных в пунктах 683 - 686 Правил;

круглосуточное дежурство оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС);

соблюдение в отношении оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС) требований Правил работы с персоналом и Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

688. В случае обеспечения выполнения функций оперативно-технологического управления в отношении одной ВЭС (СЭС) посредством организации дистанционного управления оборудованием и устройствами такой ВЭС (СЭС) с рабочего места оперативного персонала другой ВЭС (СЭС) или иного объекта электроэнергетики, владельцем ВЭС (СЭС) в отношении такого рабочего места оперативного персонала должно быть обеспечено выполнение требований по технологическому оснащению и организации каналов связи, предусмотренных пунктами 683 - 686 Правил для центра управления ВЭС (СЭС).

689. При эксплуатации ВЭС (СЭС), находящейся в работе, не допускается отключение устройств регулирования или изменение их настройки, приводящее к невозможности выполнения требований к участию генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) в общем первичном регулировании частоты, регулированию напряжения и активной мощности на электростанции, в том числе дистанционно.

690. Настройка устройств регулирования на ВЭС (СЭС) должна обеспечивать возможность снижения генерации активной мощности до заданного значения вплоть до нуля со скоростью не менее 10% от номинальной мощности в минуту. На ВЭС (СЭС) допускается выполнять настройку устройств регулирования, предусматривающую снижение активной мощности путем отключения отдельных ветроэнергетических установок (групп фотоэлектрических солнечных модулей) с дискретностью, определяемой схемой их подключения к РУ.

691. При эксплуатации ВЭС (СЭС) владельцем ВЭС (СЭС) должна быть обеспечена:

а) длительная работа генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) при отклонениях напряжения на шинах РУ, посредством которого осуществляется присоединение такого генерирующего оборудования к коллекторной сети ВЭС (СЭС), в диапазоне от 0,9 до 1,1 относительно номинального напряжения на шинах указанного РУ;

б) работа ВЭС (СЭС) при кратковременных понижениях уровней напряжения на шинах РУ, посредством которого осуществляется присоединение генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) к коллекторной сети ВЭС (СЭС), в соответствии с вольт-секундными характеристиками преобразователей. Параметры вольт-секундных характеристик преобразователей (Low Voltage Ride Through (LVRT) характеристик) устанавливаются владельцем ВЭС (СЭС) на основе требований инструкций организаций-изготовителей;

в) участие генерирующего оборудования ВЭС (СЭС) в регулировании реактивной мощности и (или) автоматическое поддержание заданного значения напряжения в пределах заводской диаграммы мощности (P-Q диаграммы).
(п. 691 в ред. Приказа Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

692 - 693. Утратили силу. - Приказ Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398.

XLVII. Требования к эксплуатации малых ГЭС

(введено Приказом Минэнерго России от 09.12.2024 N 2398)

694. Эксплуатация малых ГЭС, включая установленные на них оборудование, устройства и системы управления, должна осуществляться в соответствии с требованиями глав I - VIII, IX - X, XXXI - XLV Правил и требованиями настоящей главы Правил.

695. Управление технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств малой ГЭС должно осуществляться оперативным персоналом электростанции.

Для управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств малых ГЭС, входящих в один каскад малых ГЭС, в случаях, когда не предусмотрено постоянное пребывание оперативного персонала на электростанции, собственник или иной законный владелец таких малых ГЭС (далее - владелец малых ГЭС) должен создать центр управления каскадом малых ГЭС, осуществляющий в числе функций оперативно-технологического управления функции дистанционного управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств принадлежащих ему малых ГЭС, при условии организации дистанционного управления из диспетчерского центра и выполнения требований, предусмотренных пунктами 696 - 699 Правил.

696. Осуществление оперативно-технологического управления малыми ГЭС из центра управления каскадом малых ГЭС допускается при условии выполнения владельцем малых ГЭС следующих требований к созданию, оснащению и функционированию такого центра:

а) обеспечение технологического оснащения центра управления каскадом малых ГЭС, необходимого для выполнения функций оперативно-технологического управления, в том числе обеспечение наличия и функционирования АСТУ. При этом функционирование АСУ ТП каждой малой ГЭС, входящей в каскад малых ГЭС, должно не зависеть от состояния и функционирования АСТУ центра управления каскадом малых ГЭС;

б) организация двух независимых каналов связи и информационного обмена между:

центром управления каскадом малых ГЭС и соответствующими электростанциями;

центром управления каскадом малых ГЭС и диспетчерским центром, в операционной зоне которого расположен каскад малых ГЭС;

центром управления каскадом малых ГЭС и ЦУС сетевой организации, к электрическим сетям которой технологически присоединены входящие в состав каскада малые ГЭС, - в случае если изменение эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства, входящих в состав малых ГЭС, может привести к полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии потребителей, ограничению выдачи мощности другого объекта по производству электрической энергии или невозможности включения в работу объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иным субъектам электроэнергетики;

в) организация и обеспечение функционирования каналов связи и передачи телеметрической информации между каждой ГЭС, входящей в каскад малых ГЭС, и диспетчерским центром, в операционной зоне которого расположена ГЭС;

г) обеспечение дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования, коммутационными аппаратами и устройствами малых ГЭС из центра управления каскадом малых ГЭС;

д) обеспечение организации и осуществления в отношении малых ГЭС, входящих в каскад

малых ГЭС, следующих видов дистанционного управления из диспетчерского центра:

дистанционного управления активной мощностью генерирующего оборудования малых ГЭС, осуществляемого путем воздействия на системы регулирования генерирующего оборудования либо путем отключения коммутационных аппаратов, обеспечивающих отключение генерирующего оборудования, и реализующего возможность полного отключения малой ГЭС или ограничения выдачи ее мощности в точке присоединения к электрической сети в случае отказа средств связи между диспетчерским центром и центром управления каскадом малых ГЭС при возникновении нарушения нормального режима. Выбор способа указанного дистанционного управления из диспетчерского центра должен осуществляться владельцем малых ГЭС при разработке проектной документации;

дистанционного управления реактивной мощностью малых ГЭС, осуществляемого:

в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима при отказе средств связи между диспетчерским центром и центром управления каскадом малых ГЭС, в том числе с изменением значения активной мощности малых ГЭС в соответствии с абзацем вторым настоящего подпункта;

в целях поддержания уровней напряжения на шинах объектов электроэнергетики в допустимых пределах во всех режимах работы энергосистемы при отсутствии нарушений нормального режима, реализуемого путем воздействия на системы управления и регулирования вырабатываемой (потребляемой) реактивной мощности малых ГЭС с учетом зависимости от текущего значения активной мощности без изменения значения активной мощности генерирующего оборудования малой ГЭС по командам дистанционного управления из диспетчерского центра;

дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием электросетевого оборудования и устройствами (функциями устройств) РЗА малых ГЭС, осуществляемого в соответствии с установленным распределением функций по дистанционному управлению.

697. Организация в отношении малых ГЭС дистанционного управления из диспетчерского центра в соответствии с подпунктом "д" пункта 696 Правил должна осуществляться с использованием каналов связи, функционирование которых не зависит от функционирования телекоммуникационного оборудования центра управления каскадом малых ГЭС, за исключением случаев, когда такой центр создается непосредственно на малой ГЭС.

698. В отношении малых ГЭС, оперативно-технологическое управление которыми осуществляется из центра управления каскадом малых ГЭС, владельцем малых ГЭС должны быть также обеспечены организация в соответствии с пунктом 52 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и функционирование каналов связи между такими ГЭС и ЦУС сетевой организации, в технологическом управлении (ведении) которого находятся отходящие от малых ГЭС ЛЭП.

699. Владельцем малых ГЭС при функционировании центра управления каскадом малых ГЭС должно быть обеспечено:

выполнение в процессе функционирования центра управления каскадом малых ГЭС требований, указанных в пунктах 696 - 698 Правил;

круглосуточное дежурство оперативного персонала центра управления каскадом малых ГЭС;

соблюдение в отношении оперативного персонала центра управления каскадом малых ГЭС требований Правил работы с персоналом и Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

700. В случае обеспечения выполнения функций оперативно-технологического управления в отношении одной малой ГЭС посредством организации дистанционного управления оборудованием и устройствами такой малой ГЭС с рабочего места оперативного персонала другой малой ГЭС, входящей в тот же каскад малых ГЭС, владельцем малых ГЭС в отношении такого рабочего места оперативного персонала должно быть обеспечено выполнение требований по технологическому оснащению и организации каналов связи, предусмотренных пунктами 696 - 698 Правил для центра управления каскадом малых ГЭС.

Приложение N 1
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРАВИЛАХ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Воздушная линия электропередачи - устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенное на открытом воздухе и прикрепленное при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях;

кабельная линия электропередачи - устройство для передачи электрической энергии, состоящее из одного или нескольких параллельных кабелей (проводов, токопроводов) с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (уплотнениями) и крепежными деталями, проложенное в коробах, трубах, лотках, тросах, изоляторах, свободным подвешиванием, а также по поверхности стен и потолков и в пустотах строительных конструкций или другим способом;

нормальный подпорный уровень - наивысший проектный подпорный уровень верхнего бьефа, который может поддерживаться в нормальных условиях эксплуатации гидротехнических сооружений;

производственная (местная) инструкция - инструкция по эксплуатации оборудования, технологической системы, здания, сооружения объекта электроэнергетики, разработанная на основании инструкций (руководств по эксплуатации, иной технической и (или) технологической документации) организаций-изготовителей, проектной документации, результатов испытаний и

утверждаемая техническим руководителем;

смежный объект электроэнергетики - объект электроэнергетики, имеющий непосредственное присоединение к другому объекту электроэнергетики;

центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями - структурное подразделение субъекта электроэнергетики, осуществляющее функции оперативно-технологического управления (в том числе функции технологического управления и ведения) в отношении принадлежащих такому субъекту на праве собственности или ином законном основании ветровых или солнечных электростанций, присоединенных к электроэнергетической системе.

Приложение N 2
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

Таблица 1. Допустимые значения размаха горизонтальной вибрации корпуса турбинного подшипника и размаха горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора

Частота вращения ротора гидроагрегата, об./мин.	60 и менее	150	300	428	600
Допустимое значение вибрации, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Таблица 2. Допустимые значения размаха вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса или грузонесущей крестовины генератора

Частота вибрации, Гц	1 и менее	3	6	10	16	30 и более
Допустимый размах вибрации, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

Приложение N 3
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ЗНАЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЫЛЕГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Для действующих электростанций при инертизации надпылевого пространства бункера пыли углекислотой или азотом.

При сушке воздухом - температура смеси за мельницей.

При сушке дымовыми газами при работе шаровых барабанных мельниц - температура смеси за мельницей, при других типах мельниц - за сепаратором.

Значения температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором) приведены в таблице 1.

Таблица 1

Группа топлив	Значение критерия взрываемости ($К_т$)	Сушка горячим воздухом в установках		Сушка дымовыми газами в установках	
		с прямым вдуванием	с бункером пыли	с прямым вдуванием	с бункером пыли
I	$К_т$ <= 1,0	220	130	-	-
II	1,0 < $К_т$ <= 1,5	130	100	220	130
III	1,5 < $К_т$ <= 3,5	100	70 <1>	220	120 <2>
IV	$К_т$ > 3,5	80	-	220	-

Значения температуры пылегазовоздушной смеси °С приведены в таблице 2.

Таблица 2

Топливо	Установка с прямым вдуванием, за сепаратором при сушке				Установка с пылевым бункером при сушке	
	воздухом		дымовыми газами			
	системы с молотковыми мельницами	системы со среднеходными мельницами	системы с молотковыми мельницами	системы с мельницами-вентиляторами	воздухом	дымовыми газами

Экибастузский уголь	210	150	-	-	130	150
Тощий уголь	180	150	-	-	130	150
Кузнецкие каменные угли марок ОС и СС	130	130	180	-	80	130
Другие каменные угли	130	130	180	-	70	130
Фрезерный торф	80	-	150	150	-	-
Канско-ачинские, азейские, райчихинские, башкирский бурые угли	80	-	180	220	70	120
Другие бурые угли	100	-	180	220	70	120
Сланцы	100	-	180	-	-	-
Лигниты	-	-	-	220	-	-
Антрацитовый штыб	не нормируется					

Приложение N 4
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ПРИСОСЫ ВОЗДУХА В ПЫЛЕПРИГОТОВИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ

Расход сушильного агента, тыс. $м^3/ч$	Системы пылеприготовления с бункером пыли при сушке		Системы пылеприготовления прямого вдувания с мельницами-вентиляторами
	воздушной и газовоздушной в случае установки перед	газовоздушной с забором газов из газоходов за счет разрежения, создаваемого	

	мельницами дымососов рециркуляции		мельничным вентилятором		
	с шаровыми барабанными мельницами	с мельницами других типов	с шаровыми барабанными мельницами	с мельницами других типов	при газовоздушной сушке
До 50	30	25	40	35	40
51 - 100	25	20	35	30	35
101 - 150	22	17	32	27	30
Свыше 150	20	15	30	25	25

Приложение N 5
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА, ПОСТУПАЮЩЕГО В ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЬ

Список изменяющих документов
(в ред. Приказа Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

Вид топлива	Воздухоподогреватель	
	трубчатый	регенеративный
Бурые угли (Snp <= 0,4% · кг · 10^3/ккал), торф, сланцы	50	30
Канско-Ачинские бурые угли	65	-
Каменный уголь (Snp <= 0,4% · кг · 10^3 /ккал), антрациты	30	30
Экибастузский уголь (Snp <= 0,4% · кг* · 10^3/ккал)	75	55

Бурый уголь (Sпр > 0,4% · кг · 10^3/ккал 0,4%)	80	60
Каменный уголь (Sпр > 0,4% · кг · 10^3/ккал 0,4%)	60	50
Мазут с содержанием серы более 0,5%	110	70
Мазут с содержанием серы 0,5% и менее	90	50

Приведенное значение содержания серы в топливе Sпр рассчитывается по формуле:

$$Sпр = (S^p / Q^p_н) \cdot 10^3,$$

где S^p, % - содержание серы на рабочую массу, $Q^p_н$, ккал/кг - низшая теплота сгорания на рабочую массу топлива.

Приложение N 6
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА, ИСПОЛНЕННОГО ПО БАРАБАННОЙ СХЕМЕ

Схема котла-утилизатора	Допускаемые водно-химические режимы
Одноуровневая	Аммиачно-гидразинный - для конденсатно-питательного тракта; фосфатный, щелочно-фосфатный или гидратный - для контура испарения
	Аминосодержащий - для всего контура
Двухуровневая	Аммиачно-гидразинный - для конденсатно-питательного тракта и контура испарения низкого давления; фосфатный, щелочно-фосфатный или гидратный - для контура испарения высокого давления
	Аминосодержащий - для всего тракта

Трехуровневая	Аммиачно-гидразинный - для конденсатно-питательного тракта и контура испарения низкого давления; фосфатный, щелочно-фосфатный или гидратный - для контуров испарения среднего и высокого давлений
	Аминосодержащий - для всего тракта

Приложение N 7
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ДОПУСТИМАЯ КРАТНОСТЬ ПЕРЕГРУЗКИ ГЕНЕРАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ ПО ТОКУ СТАТОРА

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора с непосредственным охлаждением обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Приложение N 8
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ДОПУСТИМАЯ КРАТНОСТЬ ПЕРЕГРУЗКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ПО ТОКУ РОТОРА

Продолжительность перегрузки, минут/секунд, не более	Кратность перегрузки турбогенераторов	
	серия ТВФ, кроме серии ТВФ-120-2	серия ТГВ, серия ТВВ (до 500 МВт включительно), серия ТВФ-120-2
60 минут	1,06	1,06
4 минуты	1,2	1,2
1 минута	1,7	1,5
30 секунд	2,0	-
20 секунд	-	2,0

Приложение N 9
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей
Российской Федерации, утвержденным
приказом Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

Список изменяющих документов
(в ред. Приказов Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321,
от 08.04.2026 N 343)

Таблица 1. Минимальные нормы аварийного запаса материалов и оборудования для ликвидации повреждений воздушных линий электропередачи классом напряжения 0,4 - 20 кВ, трансформаторных подстанций классом напряжения 6 - 20/0,4 кВ, распределительных

пунктов классом напряжения 6 - 20 кВ

N	Наименование	Единица измерения	Минимальная норма аварийного запаса
1.	Стойки опор линии электропередачи (далее - ЛЭП)	шт. на 100 км по трассе	Воздушные линии электропередачи (далее - ВЛ) классом напряжения 0,4 кВ на железобетонных (далее - ж/б) опорах - 0,5 ж/б опоры ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ на ж/б опорах - 0,25 ж/б опоры
2.	Провод неизолированный сталеалюминевый типа "АС"	м на 100 км по трассе ВЛ	ВЛ с неизолированными проводами классом напряжения 0,4 кВ - 140 м (но не менее 180 м) ВЛ с неизолированными проводами классом напряжения 6 - 20 кВ - 30 м (но не менее 180 м)
(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)			
3.	Провод самонесущий изолированный	м на 100 км по трассе ВЛ с изолированными проводами/ВЛ с защищенными проводами	ВЛ классом напряжения 0,4 кВ - 140 м (но не менее 180 м) ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ - 30 м (но не менее 180 м)
4.	Траверса типа "ТМ" для ЛЭП	шт. на 100 км по трассе	ВЛ классом напряжения 0,4 кВ на ж/б опорах - 0,5 траверсы ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ на ж/б опорах - 0,25 траверсы
5.	Изолятор ЛЭП	шт. на 100 км по трассе	ВЛ классом напряжения 0,4 кВ на ж/б опорах - 2,5 изолятора ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ на ж/б опорах - 2 изолятора ВЛ классом напряжения 0,4 кВ на деревянных опорах - 10 изоляторов ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ на деревянных опорах - 3 изолятора
6.	Изолятор (для трансформаторной подстанции (далее - ТП) классом	шт. на 100 эксплуатируемых элементов ТП и РП	Изолятор опорный напряжением 0,4 кВ - 0,22 изолятора Изолятор опорный напряжением 6 - 20 кВ - 0,25 изолятора Изолятор проходной напряжением 6 - 20 кВ -

	напряжения 6 - 20/0,4 кВ и распределительного пункта (далее - РП) классом напряжения 6 - 20 кВ)		0,45 изолятора
7.	Трансформатор тока	шт. на 100 эксплуатируемых элементов ТП и РП	Трансформатор тока напряжением 6 - 20 кВ - 0,5 трансформатора тока
8.	Трансформатор напряжения	шт. на 100 эксплуатируемых элементов ТП и РП	Трансформатор напряжения 6 - 20 кВ - 0,4 трансформатора напряжения
9.	Выключатель	шт. на 100 эксплуатируемых элементов ТП и РП	Выключатель напряжением 6 - 20 кВ - 0,25 выключателя
10.	Трансформатор силовой 6 - 20/0,4 кВ	шт. на количество эксплуатируемых трансформаторов	До 150 трансформаторов - 0,7 трансформатора 151 - 280 трансформаторов - 1 трансформатора 281 - 350 трансформаторов - 1,3 трансформатора 351 - 520 трансформаторов - 1,7 трансформатор От 521 трансформатора - 1,7 трансформатор + 0,3 трансформатора на каждые последующие 200 трансформаторов
11.	Приставки для деревянных опор ЛЭП	шт. на 100 км по трассе	ВЛ классом напряжения 0,4 кВ на деревянных опорах - 4 приставки ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ на деревянных опорах - 2 приставки
12.	Крючья, штыри	шт. на 100 км по трассе	ВЛ классом напряжения 0,4 кВ на деревянных опорах - 10 шт. ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ на деревянных опорах - 3 шт.

13.	Катанка	кг, на 100 км по трассе	ВЛ классом напряжения 0,4 кВ на деревянных опорах - 40 кг ВЛ классом напряжения 6 - 20 кВ на деревянных опорах - 20 кг
14.	Разъединитель линейный напряжением 6 - 20 кВ	шт. на 100 эксплуатируемых разъединителей	Разъединитель наружной установки напряжением 6 - 20 кВ - 0,1 шт.
15.	Предохранители	шт. на 100 эксплуатируемых элементов ТП и РП	Предохранитель (патрон с калиброванной вставкой) напряжением 6 - 20 кВ - 1 шт. (каждого номинала) Предохранитель ПН напряжением 0,4 кВ - 0,8 шт. (каждого номинала)
16.	Автоматические выключатели напряжением 0,4 кВ	шт. На 100 эксплуатируемых элементов ТП и РП	Автоматический выключатель напряжением 0,4 кВ - 2 шт.
17.	Ограничитель перенапряжения (далее - ОПН), разрядник	шт. на 100 эксплуатируемых элементов ТП и РП	ОПН, разрядник напряжением 6 - 20 кВ - 0,1 шт. ОПН, разрядник напряжением 0,4 кВ - 0,15 шт.
18.	Комплектная трансформаторная подстанция (далее - КТП) в комплекте без трансформатора	шт. на 100 эксплуатируемых КТП	КТП в комплекте без трансформатора - 0,5 шт.

Таблица 2. Минимальные нормы аварийного запаса материалов для ликвидации повреждений воздушных линий электропередачи классом напряжения 35 кВ

N	Наименование	Единица измерения	Минимальная норма аварийного запаса	
			при протяженности ВЛ классом напряжения 35 кВ до 2000 км	дополнительно на протяженность ВЛ классом напряжения 35 кВ свыше 2000 км

1.	Металлические и железобетонные опоры, укомплектованные необходимым количеством материалов (включая фундаменты, изоляторы, оттяжки, анкерные плиты, U-образные болты) с учетом конструктива опор	шт. на 100 км по трассе	0,3	0,22
2.	Деревянные опоры, укомплектованные необходимым количеством материалов (включая фундаменты, изоляторы, оттяжки, анкерные плиты) с учетом конструктива опор.	шт. на 100 км по трассе	3,3	2,48
3.	Провода для ВЛ	т на 100 км по трассе	0,0126	0,0097
4.	Изоляторы	шт. на 100 км по трассе	2,3	1,72
Линейная арматура:				
5.	Натяжные зажимы	шт. на 100 км по трассе	0,3	0,22
6.	Поддерживавшие зажимы	шт. на 100 км по трассе	3,0	2,25
7.	Соединительные зажимы	шт. на 100 км по трассе	3,1	2,33

Таблица 3. Минимальные нормы аварийного запаса материалов для ликвидации повреждения воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше

(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

N	Наименование	Минимальная норма аварийного запаса для ВЛ классом напряжения, кВ	
		110 - 220 кВ	330 - 1150 кВ
		при протяженности, км (L - суммарная протяженность ВЛ, определяемая для пунктов 1 - 5, 7 и 9 настоящей таблицы по трассе, для пунктов 6, 8, 10 - 12 - по цепям ВЛ), (для позиций 1, 2, 6 - 11 полученный при расчете результат округляется в большую сторону до ближайшего целого числа)	
1.	Промежуточная опора, шт.	$0,35 \times \frac{L}{100}$	$0,35 \times \frac{L}{100}$
2.	Фундамент, шт.	$0,2 \times \frac{L}{100}$	$0,35 \times \frac{L}{100}$
3.	Трос для оттяжек (если является конструктивным элементом опоры), т (расчет протяженности L принимается для ВЛ (участков ВЛ), на которых смонтированы опоры на оттяжках)	$0,3 \times \frac{L}{100}$	$0,35 \times \frac{L}{100}$
4.	Провод, т	$0,34 \times \frac{L}{100}$	$0,42 \times \frac{L}{100}$
5.	Грозозащитный трос, т	$0,075 \times \frac{L}{100}$	$0,105 \times \frac{L}{100}$
6.	Изолирующая поддерживающая подвеска (отдельные изоляторы и линейная арматуры) для крепления проводов к опоре, шт.	$2,2 \times \frac{L}{100}$	$1,05 \times \frac{L}{100}$
7.	Изолирующая поддерживающая подвеска (отдельные изоляторы и линейная арматура) для крепления грозозащитного троса к опоре, шт.	$1,05 \times \frac{L}{100}$	$1,05 \times \frac{L}{100}$

8.	Изолирующая натяжная подвеска (отдельные изоляторы и линейная арматура) для крепления проводов к опоре, шт.	$0,45 \times \frac{L}{100}$	$0,35 \times \frac{L}{100}$
9.	Изолирующая натяжная подвеска (отдельные изоляторы и линейная арматура) для крепления грозозащитного троса к опоре, шт.	$0,35 \times \frac{L}{100}$	$0,35 \times \frac{L}{100}$
10.	Соединительный зажим (в том числе ремонтный) для провода, шт.	$7,5 \times \frac{L}{100}$	$7,0 \times \frac{L}{100}$
11.	Соединительный зажим (в том числе ремонтный) для грозозащитного троса, шт.	$3,0 \times \frac{L}{100}$	$1,75 \times \frac{L}{100}$
12.	Распорка дистанционная (при расчете количества распорок L принимается для ВЛ (участков ВЛ), на которых смонтированы дистанционные распорки), шт.	-	$7,0 \times \frac{L}{100}$

Таблица 4. Минимальные нормы аварийного запаса материалов для ликвидации повреждения анкерных опор воздушных линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше

N	Наименование	Единица измерения	Количество эксплуатируемых анкерных опор ВЛ/норма аварийного запаса (при получении в результате расчета норм дробного значения необходимо произвести округление к большему целому числу)								
			10	20	50	100	500	1000	5000	10000	50000
1.	Анкерная опора ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше	шт.	0,03	0,04	0,06	0,09	0,2	0,3	0,7	1,7	3,0

Таблица 5. Минимальные нормы аварийного запаса материалов и оборудования для ликвидации повреждений оборудования подстанций высшим классом напряжения 35 кВ и выше

(в ред. Приказов Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321, от 08.04.2026 N 343)

N	Наименование	Количество эксплуатируемого оборудования и соответствующая ему норма аварийного запаса, шт. (для значений установленного оборудования до 10 шт. включительно (кроме ВЭС (СЭС) норма аварийного запаса оборудования $N_Р = n_н : 10 \cdot U_{факт.}$, для значений установленного оборудования от 10 до 50000 шт. включительно $N_Р = n_i + (U_{факт} - U_i) \cdot (n_{i+1} - n_i) : (U_{i+1} - U_i)$, для значений шкалы свыше 50000 шт. $N_Р = n_к : 50000 \cdot U_{факт}$, где $N_Р$ - норма аварийного запаса для определенного вида (типа) оборудования, приведенного в соответствующей такому виду оборудования строке настоящей таблицы; $n_н$ и $n_к$ - значения нормы в строке таблицы для значений шкалы с количеством эксплуатируемого оборудования в начальной и конечной графах таблицы); U_i и U_{i+1} - две соседние ячейки шкалы значений эксплуатируемого оборудования, между которыми находится фактическое значение эксплуатируемого оборудования; n_{i+1} и n_i - нормы аварийного запаса в строке с рассматриваемым оборудованием для соседних двух значений шкалы,

		между которыми находится фактическое значение эксплуатируемого оборудования ($U_{факт}$). Полученные в результате расчетов дробные значения норм аварийного запаса округляются в большую сторону до ближайшего целого значения)									
		10	20	50	100	500	1000	2000	5000	10000	50000
	Трансформатор силовой (с учетом резервных фаз, предусмотренных проектной документацией на подстанцию, и оборудования незавершенного строительством):										
1.	Трансформатор собственных нужд	0,45	0,6	1,05	1,67	5,4	8,8	13,63	35,2	123,94	294,25
2.	Трансформатор силовой 110 кВ	0,3	0,43	0,72	1,07	2,94	4,72	6,23	15,92	28,2	66,55
3.	Трансформатор силовой 220 кВ	0,49	0,73	1,24	2,1	5,62	9,4	12,56	34,73	63,65	155,55
4.	Трансформатор силовой 330 кВ	0,74	1,11	1,94	3,05	9,67	16,69	21,43	65,82	123,26	295,43
5.	Трансформатор силовой 500 - 750 кВ	0,72	0,96	1,93	8,41	31,34	50,09	67,14	109,92	221,31	527,82
	Высоковольтные выключатели:										
6.	Выключатель 6 - 10 кВ	0,37	0,55	0,92	1,38	3,41	5,11	6,2	7,97	14,61	28,11
7.	Выключатель 35 кВ	0,37	0,55	0,92	1,38	2,41	3,11	4,2	5,57	6,61	7,41
8.	Выключатель 110 кВ	0,22	0,32	0,52	0,77	2,01	2,46	3,17	9,67	31	68,95
9.	Выключатель 220 кВ	0,49	0,72	1,23	1,89	4,58	6,04	9,65	32,46	118,06	276,97
10.	Выключатель 330 кВ	0,19	0,27	0,44	0,65	1,67	2,6	4,18	8,03	24,11	52,9
11.	Выключатель 500 - 750 кВ	0,41	0,61	1,03	1,55	4,47	7,37	12,37	26,4	88,68	206,17

	Трансформатор тока:										
12.	Трансформатор тока 6 - 10 кВ	0,31	1,5	2,8	4,93	5,82	6,31	8,47	20,94	69,88	74,14
13.	Трансформатор тока 35 кВ	0,31	1,5	2,8	4,93	5,82	6,31	7,36	11,74	23,37	44,32
14.	Трансформатор тока 110 кВ	0,21	0,3	0,5	0,73	1,82	8,12	14,15	27,43	79,53	84,14
15.	Трансформатор тока 220 кВ	0,3	0,44	0,73	1,09	2,6	6,83	26,32	46,32	62,64	119,98
16.	Трансформатор тока 330 кВ	0,48	1,55	2,92	6,39	9,95	10,46	15,23	22,73	75,47	174,46
17.	Трансформатор тока 500 кВ	0,3	0,44	0,73	1,09	4,56	7,83	11,75	16,32	52,64	119,98
18.	Трансформатор тока 750 кВ	0,73	1,09	1,91	2,99	9,45	16,29	32,44	64,07	228,14	544,5
	Трансформатор напряжения:										
19.	Трансформатор напряжения 6 - 10 кВ	0,41	2,23	4,69	7,23	9,79	12,48	13,33	14,99	47,96	108,9
20.	Трансформатор напряжения 35 кВ	0,29	0,41	1,69	2,03	4,55	5,68	6,23	11,47	21,76	45,54
21.	Трансформатор напряжения 110 кВ	0,29	0,41	0,69	0,88	1,29	5,48	13,16	14,99	47,96	108,9
22.	Трансформатор напряжения 220 кВ	0,29	0,41	0,69	1,03	2,79	4,48	16,33	24,99	47,96	108,9
23.	Трансформатор напряжения 330 кВ	0,29	0,41	0,69	1,03	2,79	4,48	10,33	14,99	47,96	108,9
24.	Трансформатор напряжения 500 кВ	0,44	0,64	1,09	1,66	4,82	7,99	14,45	28,93	97,85	228,23
25.	Трансформатор напряжения 750 кВ	0,73	1,09	1,91	2,99	9,45	16,29	32,44	64,07	228,14	544,5
	Вводы высоковольтные:										

26.	Трансформаторный ввод 110 кВ	0,36	0,52	2,88	3,33	9,46	16,18	27,25	42,5	70,14	161,7
27.	Трансформаторный ввод 220 кВ	0,53	1,79	2,35	4,08	6,22	10,47	21,78	39,17	135,37	318,86
28.	Трансформаторный ввод 330 кВ	0,48	0,71	1,21	2,77	9,57	17,12	19,14	33,51	61,33	148,71
29.	Трансформаторный ввод 500 кВ	0,54	0,79	1,36	2,1	6,29	10,6	19,91	39,72	137,4	323,77
30.	Трансформаторный ввод 750 кВ	0,6	0,89	1,54	2,39	7,32	12,44	18,35	47,48	166,15	393,52
31.	Ввод шунтирующего реактора 110 - 330 кВ	0,54	0,8	1,37	2,12	6,36	10,71	15,23	40,19	139,14	327,99
32.	Ввод шунтирующего реактора 500 - 750 кВ	0,27	0,39	1,04	1,93	3,05	5,13	10,25	19,14	66,04	155,45
33.	Ввод масляного выключателя 35 кВ	0,51	0,79	1,38	2,07	3,22	4,31	6,23	8,46	15,11	68,67
34.	Ввод масляного выключателя 110 кВ	0,55	0,82	1,4	2,16	3,43	4,55	6,41	8,75	41,75	89,38
35.	Ввод масляного выключателя 220 кВ	0,65	0,96	1,67	2,61	5,04	7,89	11,28	24,12	84,42	211,05
	Прочее электротехническое оборудование и материалы:										
36.	Шунтирующий реактор 110 - 750 кВ (с учетом резервных фаз, предусмотренных проектной документацией на подстанцию, и оборудования незавершенного строительством)	0,68	0,98	2,66	3,26	11,18	21,99	42,32	102,47	135,25	173,46
37.	Разъединитель 35 - 750 кВ (группа)	0,16	0,23	0,37	0,54	1,35	2,08	4,31	16,24	20,49	36,38
38.	ОПН и разрядники 35 - 750 кВ (фаза)	0,73	1,09	1,91	2,99	6,39	9,84	16,29	39,29	144,69	341,55
39.	Опорно-стержневой изолятор 35 - 750 кВ	0,47	0,7	1,18	1,81	5,31	8,85	11,67	21,13	52,83	102,08
40.	Компрессор	0,73	1,09	1,91	2,99	9,45	16,29	31,43	64,07	228,14	544,5

41.	ВЧ-заградители	0,16	0,32	0,8	1,65	8,11	13,21	15,3	18,95	22,74	25,24
42.	Конденсаторы связи	0,62	0,86	1,79	2,98	12,41	20,74	25,13	30,15	36,28	42,14

Таблица 6. Минимальные нормы аварийного запаса материалов для ликвидации повреждений кабельных линий электропередачи классом напряжения 6 кВ и выше

(в ред. Приказа Минэнерго России от 29.11.2024 N 2321)

N	Наименование изделия	Единица измерения	Минимальная норма аварийного запаса								
			при общей протяженности линий электропередачи в эксплуатации, км (если полученный при расчете результат больше 0 и меньше 1, то округляется до 1)								
			До 100	200	300	400	500	700	1000	1500	Более 1500
1.	Кабель 6 - 20 кВ	км на 100 км	0,35	0,2	0,15	0,12	0,11	0,08	0,07	0,06	0,05
2.	Муфты соединительные 6 - 20 кВ (комплект)	шт. на 100 км	16	11	9	8	7	6,5	6,5	6,5	6,5
3	Кабель 35 кВ	км на 100 км	0,4								
4.	Кабель 110 кВ и выше из сшитого полиэтилена	км на 100 км	одна строительная длина (для каждого тип-сечения)								
5.	Муфты соединительные 35 кВ (комплект)	шт. на 100 км	12	8	4	2,5	2	1,5	0,7	0,4	0,2

6.	Муфты соединительные 110 кВ и выше для кабеля из сшитого полиэтилена (комплект)	шт.	4 (для каждого тип-сечения (в том числе, транспозиционные муфты при применении схемы заземления с транспозицией))						
N	Наименование изделия	Ед. изм.	при количестве в эксплуатации, шт.						
			до 100	200	400	600	1000	2000	4000	Более 4000
7.	Концевые муфты 6 - 20 кВ	%	9	4,5	2,5	2	1,5	0,8	0,6	0,5
8.	Концевые муфты 35 кВ внутренней установки	%	13	8	4	2,5	2	1,5	0,7	0,4
9.	Концевые муфты 35 кВ наружной установки	%	18	12	9	7	5	3	2	1,5
10.	Концевые муфты 110 кВ и выше внутренней установки	шт.	1 (для каждого тип-сечения кабеля, заходящего в КРУЭ, с учетом типа КРУЭ)						
11.	Концевые муфты 110 кВ и выше наружной установки	шт.	2 (для каждого тип-сечения кабеля)						

Таблица 7. Минимальные нормы наличия в аварийном запасе мобильных модульных подстанций

(введена Приказом Минэнерго России от 08.04.2026 N 343)

N	Наименование	Единица измерения	Минимальная норма аварийного запаса (для системообразующих территориальных сетевых организаций минимальная норма аварийного запаса оборудования определяется исходя из количества эксплуатируемых бесхозяйных объектов электросетевого хозяйства)	
			количество подстанций высшего класса напряжения 35 кВ (с трансформаторами силовыми единичной мощности от 10 МВА и выше), находящихся в эксплуатации	
			от 50 до 200	свыше 200
1	ММПС 35/10(6) кВ мощностью от 10 МВА	шт.	1	2
N	Наименование	Единица измерения	количество подстанций высшего класса напряжения 110 кВ (с трансформаторами силовыми единичной мощности от 10 до 40 МВА включительно), находящихся в эксплуатации (при расчете минимальной нормы ММПС в общем количестве находящихся в эксплуатации подстанций учитываются подстанции с уровнем напряжения на стороне низкого напряжения 10(6) кВ)	
			от 50 до 500	свыше 500
2	ММПС 110/10(6) кВ мощностью от 10 до 40 МВА включительно	шт.	1	2

Приложение N 2
к приказу Минэнерго России
от 4 октября 2022 г. N 1070

ИЗМЕНЕНИЯ, КОТОРЫЕ ВНОСЯТСЯ В ПРИКАЗЫ МИНЭНЕРГО РОССИИ ОТ 13 СЕНТЯБРЯ 2018 Г. N 757, ОТ 12 ИЮЛЯ 2018 Г. N 548

1. В Правилах переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757 <65>:

<65> Зарегистрирован Минюстом России 22 ноября 2018 г., регистрационный N 52754.

1) пункт 2 после слов "электроэнергетических системах" дополнить словами "(далее - субъекты оперативно-диспетчерского управления)";

2) пункт 3 дополнить абзацами следующего содержания:

"ВЭС - ветровая электростанция;

СЭС - солнечная электростанция.";

3) пункт 4 изложить в следующей редакции:

"4. Переключения в электроустановках должны осуществляться в соответствии с требованиями Правил, а также разработанных на их основании:

инструкций по производству переключений в электроустановках операционных зон ДЦ, утверждаемых ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

инструкций по производству переключений в электроустановках электрических сетей, утверждаемых ЦУС;

инструкций по производству переключений в электроустановках ВЭС (СЭС), утверждаемых центрами управления ВЭС (СЭС);

инструкций по производству переключений в электроустановках, утверждаемых структурными подразделениями потребителя электрической энергии, созданными в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждаемыми Минэнерго России, для осуществления функций оперативно-технологического управления, в том числе функций технологического управления и ведения, в отношении принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства (далее - структурное подразделение потребителя электрической энергии);

инструкций по производству переключений в электроустановках объектов электроэнергетики, утверждаемых владельцами объектов электроэнергетики (их филиалами).";

4) пункт 5 после слов "ДЦ, ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС), структурного подразделения потребителя электрической энергии,";

5) дополнить после пункта 8 пунктами 8(1), 8(2) следующего содержания:

"8(1). Центры управления ВЭС (СЭС) должны разрабатывать и утверждать инструкции по производству переключений в электроустановках ВЭС (СЭС), оборудование которых находится в технологическом управлении или ведении центра управления ВЭС (СЭС). Указанные инструкции должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил и с учетом требований инструкций по производству переключений в электроустановках всех ДЦ, к объектам диспетчеризации которых относятся оборудование и устройства ВЭС (СЭС), в отношении которых центр управления ВЭС (СЭС) осуществляет функции технологического управления и ведения, а также с учетом требований инструкции по производству переключений в электроустановках, утвержденной ЦУС, в технологическом управлении которого находятся ЛЭП, отходящие от ВЭС (СЭС).

8(2). Потребитель электрической энергии, владеющий на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, должен разрабатывать и утверждать инструкции по производству переключений в электроустановках объектов электросетевого хозяйства, оборудование и устройства которых находятся в технологическом управлении или ведении структурного подразделения потребителя, указанного в пункте 4 Правил. Указанные инструкции должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил, с учетом требований инструкций по производству переключений в электроустановках всех ДЦ, в диспетчерском управлении или ведении которых находятся оборудование, устройства РЗА подстанций потребителя электрической энергии или отходящие от них ЛЭП, а также требований инструкций по производству переключений в электроустановках, утвержденных ЦУС, в технологическом управлении или ведении которого находятся оборудование, устройства РЗА подстанций потребителя электрической энергии или отходящие от них ЛЭП.";

6) абзац второй пункта 10 после слов "объектов электроэнергетики" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

7) в пункте 13:

абзац девятый признать утратившим силу;

в абзаце десятом слова "ЦУС и объектов электроэнергетики" заменить словами "ЦУС, центров управления ВЭС (СЭС), структурных подразделений потребителя электрической энергии, указанных в пункте 4 Правил, и оперативного персонала объектов электроэнергетики";

8) в пункте 14:

абзац десятый признать утратившим силу;

в абзаце одиннадцатом слова "ЦУС и объектов электроэнергетики" заменить словами "ЦУС, центров управления ВЭС (СЭС), структурных подразделений потребителя электрической энергии, указанных в пункте 4 Правил, и оперативного персонала объектов электроэнергетики";

9) дополнить после пункта 14 пунктом 14(1) следующего содержания:

"14(1). На рабочем месте оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС) должна находиться следующая документация по производству переключений в электроустановках:

инструкция центра управления ВЭС (СЭС) по производству переключений в

электроустановках ВЭС (СЭС);

перечень сложных переключений;

нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений ВЭС (СЭС), в отношении которых центр управления ВЭС (СЭС) осуществляет функции технологического управления или ведения;

оперативные схемы электрических соединений ВЭС (СЭС), в отношении которых центр управления ВЭС (СЭС) осуществляет функции технологического управления или ведения;

типовые бланки переключений;

незаполненные пронумерованные экземпляры бланков переключений;

утвержденные типовые программы переключений ДЦ, ЦУС по выводу из работы (вводу в работу) ЛЭП, устройств РЗА (для оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС), получающего команды на производство переключений по типовым программам переключений от диспетчерского персонала ДЦ или оперативного персонала ЦУС);

списки диспетчерского персонала ДЦ и оперативного персонала ЦУС, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений в электроустановках, если оборудование и устройства ВЭС (СЭС), в отношении которых центр управления ВЭС (СЭС) осуществляет функции оперативно-технологического управления, или отходящие от них ЛЭП находятся в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ или технологическом управлении (ведении) ЦУС;

список работников, допущенных к ведению оперативных переговоров и производству переключений в электроустановках на ВЭС (СЭС);

список персонала, имеющего право контролировать переключения в электроустановках на оборудовании ВЭС (СЭС);

список персонала субъекта электроэнергетики, уполномоченного выдавать разрешение на деблокирование при неисправности оперативной блокировки на ВЭС (СЭС);

перечень электроустановок ВЭС (СЭС), не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства (при их наличии).";

10) в пункте 15:

абзац первый изложить в следующей редакции:

"15. На рабочем месте оперативного персонала объекта электроэнергетики и НСО должна находиться следующая документация по производству переключений в электроустановках:";

дополнить абзацем следующего содержания:

"список оперативного персонала центра управления ВЭС (СЭС), допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений в электроустановках, - для ВЭС (СЭС), в отношении которой функции оперативно-технологического управления осуществляются

центром управления ВЭС (СЭС).";

11) пункт 16 изложить в следующей редакции:

"16. Ведение, обеспечение наличия на рабочих местах диспетчерского, оперативного персонала и использования им (далее - хранение) документации, указанной в пунктах 13 - 15 Правил, должно осуществляться в бумажном и (или) электронном виде, в том числе с использованием программно-технических средств.

Ведение и хранение документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления в бумажном и (или) электронном виде должны осуществляться в соответствии с требованиями к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 34, ст. 5483; 2021, N 6, ст. 985).";

12) абзац первый пункта 17 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

13) пункт 20 изложить в следующей редакции:

"20. Производить переключения в электроустановках имеет право следующий персонал, которому такое право предоставлено в порядке, установленном пунктом 22 Правил:

диспетчерский персонал ДЦ;

оперативный персонал ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО;

оперативный (оперативно-ремонтный) персонал объектов электроэнергетики;

персонал, имеющий право самостоятельно выполнять работы по техническому обслуживанию соответствующих устройств РЗА (далее - персонал РЗА), - в части выполнения операций с устройствами РЗА, не имеющими переключающих устройств оперативного вывода и ввода, а также при производстве операций с устройствами РЗА в нескольких релейных залах или в нескольких РУ.

Производство переключений в электроустановках должно осуществляться:

диспетчерским персоналом ДЦ - путем выдачи диспетчерских команд и разрешений или путем использования средств дистанционного управления из диспетчерского центра;

оперативным персоналом ЦУС - путем выдачи оперативному персоналу другого ЦУС или объектов электроэнергетики (в том числе принадлежащих потребителям электрической энергии) команд на производство переключений и подтверждений возможности изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния или путем использования средств дистанционного управления из ЦУС;

оперативным персоналом НСО - путем выдачи оперативному персоналу объектов электроэнергетики команд на производство переключений и подтверждений возможности изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния или путем выполнения операций непосредственно на объекте электроэнергетики, в случае, когда он выполняет функции оперативного персонала объекта электроэнергетики, в том числе с использованием средств дистанционного управления;

оперативным персоналом центра управления ВЭС (СЭС) - путем выдачи оперативному персоналу ВЭС (СЭС) команд на производство переключений и подтверждений возможности изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния или путем использования средств дистанционного управления из центра управления ВЭС (СЭС);

оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом объектов электроэнергетики и персоналом РЗА - путем выполнения операций непосредственно на объекте электроэнергетики.";

14) абзац третий пункта 22 после слова "НСО," дополнить словами "оперативному персоналу центра управления ВЭС (СЭС),";

15) абзац первый пункта 23 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

16) в пункте 27 слова "от 24.07.2013 N 328н (зарегистрирован Минюстом России 12.12.2013, регистрационный N 30593), с изменениями, внесенными приказом Минтруда России от 19.02.2016 N 74н (зарегистрирован Минюстом России 13.04.2016, регистрационный N 41781)" заменить словами "от 15 декабря 2020 г. N 903н (зарегистрирован Минюстом России 30 декабря 2020 г., регистрационный N 61957)";

17) в пункте 29:

абзац первый после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

абзац второй после слова "ЦУС" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

18) пункт 30 после слова "ЦУС" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

19) абзац второй пункта 31 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

20) пункт 36 после слова "ЦУС" дополнить словами ", центры управления ВЭС (СЭС), структурные подразделения потребителей электрической энергии, указанные в пункте 4 Правил,";

21) абзац второй пункта 37 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

22) в пункте 40:

абзац первый после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

абзац седьмой после слов "утвержденной ЦУС," дополнить словами "центром управления

ВЭС (СЭС),";

23) в пункте 41:

абзац первый после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

абзац пятый после слов "утвержденной ЦУС," дополнить словами "центром управления ВЭС (СЭС),";

24) в пункте 42:

абзац первый после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

абзац второй после слов "другого ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

абзац третий после слов "Оперативный персонал" дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

25) пункт 50 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

26) в пункте 54:

абзац восьмой изложить в следующей редакции:

"В ДЦ, ЦУС, центре управления ВЭС (СЭС) вышеуказанная информация должна фиксироваться при операциях с ЛЭП, оборудованием, устройствами РЗА, находящимися в диспетчерском (технологическом) управлении ДЦ, ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС) соответственно.";

абзац одиннадцатый изложить в следующей редакции:

"Ведение и хранение оперативного журнала в бумажном или электронном виде должны осуществляться в соответствии с требованиями к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления, утверждаемыми Минэнерго России в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. N 937 "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".";

абзацы двенадцатый и тринадцатый признать утратившими силу.

27) абзац второй пункта 56 после слов "объектов электроэнергетики" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

28) абзац первый пункта 59 после слова "ЦУС" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

29) в пункте 66 абзацы первый, второй и третий после слова "ЦУС" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

30) пункт 68 после слов "(его филиалом) для" дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

31) пункт 74 после слова "ЦУС," дополнить словами "центров управления ВЭС (СЭС),";

32) абзац третий пункта 75 после слова "ЦУС" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

33) пункт 79 дополнить абзацем следующего содержания:

"Программы (типовые программы) переключений, ведение которых осуществляется в электронном виде без предварительного документирования на бумажном носителе, должны храниться в электронном виде в течение сроков, установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления в отношении программ, разработанных ДЦ, или соответствующим владельцем объекта электроэнергетики в отношении программ, разработанных ЦУС, но не менее 12 месяцев.";

34) абзац шестой пункта 81 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

35) дополнить главу V "Общие требования к порядку переключений в электроустановках" после пункта 88 пунктами 88(1), 88(2), 88(3) следующего содержания:

"88(1). Подготовка субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике электроэнергетического режима энергосистемы при операциях с коммутационными аппаратами должна осуществляться только для отключений ЛЭП и оборудования, вызванных возможным повреждением указанных коммутационных аппаратов, соответствующих отключениям при нормативных возмущениях, установленных требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем", утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. N 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный N 52023), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195 (зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный N 63248).

88(2). При операциях с коммутационными аппаратами, повреждение которых может привести к отключению ЛЭП или оборудования, приводящему к срабатыванию устройств (комплексов) ПА, субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен быть подготовлен (за исключением случаев, указанных в пункте 88(3) Правил) электроэнергетический режим энергосистемы, исключающий работу:

устройств (комплексов) автоматики предотвращения нарушения устойчивости (за исключением устройств (комплексов) автоматики разгрузки при коротких замыканиях), действующих на отключение генерирующего оборудования, отключение нагрузки потребления электрической энергии;

устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования, действие которых приводит к отключению генерирующего оборудования, отключению нагрузки потребления электрической энергии или к разделению энергосистемы (в том числе вследствие каскадного отключения ЛЭП

или электросетевого оборудования);

устройств автоматики частотной разгрузки;

устройств автоматики ограничения повышения частоты.

88(3). Выполнение подготовки электроэнергетического режима энергосистемы в соответствии с требованиями пункта 88(2) Правил не требуется на время операций с коммутационными аппаратами в КРУЭ, а также если для такой подготовки необходима реализация одного из следующих мероприятий:

разгрузка энергоблоков АЭС, отключение генераторов тепловых электростанций или снижение мощности гидроэлектростанций, приводящее к нарушению параметров водного режима гидроэлектростанций, установленных правилами использования водных ресурсов водохранилищ, утверждаемыми в соответствии с Водным кодексом Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, N 23, ст. 2381; 2022, N 18, ст. 3008), и (или) решениями федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по оказанию государственных услуг и управлению федеральным имуществом в сфере водных ресурсов (далее - параметры водного режима гидроэлектростанций);

ввод графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), включение в работу генерирующего оборудования тепловых электростанций или увеличение мощности гидроэлектростанций, приводящее к нарушению параметров водного режима гидроэлектростанций.";

36) в пункте 93 слова "ввод в работу оперативного ускорения резервных защит," исключить;

37) дополнить после пункта 93 пунктом 93(1) следующего содержания:

"93(1). При выводе из работы или неисправности основных защит и отсутствии телеускорения резервных защит хотя бы в одном направлении на ЛЭП с двусторонним питанием должно быть введено оперативное ускорение резервных защит ЛЭП со стороны (сторон) ЛЭП, на которой (которых) отсутствует прием команд телеускорения.

При выводе из работы или неисправности ДЗШ (ДЗОШ) и невозможности их ввода в работу должно быть введено оперативное ускорение резервных защит всех присоединений, обеспечивающих отключение короткого замыкания на СШ (ошиновках) с выведенной ДЗШ (ДЗОШ).

При введенных оперативных ускорениях резервных защит допускается неселективная работа оперативно ускоренных ступеней резервных защит при повреждениях ЛЭП (оборудования).".

38) пункт 102 после слов "оперативный персонал ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

39) пункт 117 признать утратившим силу;

40) пункт 121 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

41) в пункте 122:

абзац первый после слов "оперативный персонал объекта электроэнергетики" дополнить словами ", центра управления ВЭС (СЭС)";

абзац второй после слов "оперативным персоналом ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

42) пункт 123 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

43) пункт 134 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

44) пункт 140 после слов "другие объекты электроэнергетики," дополнить словами "в центры управления ВЭС (СЭС),";

45) пункт 187 изложить в следующей редакции:

"187. При осуществлении операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, переключающими устройствами РЗА при выводе в ремонт и вводе в работу ЛЭП и оборудования должна соблюдаться последовательность основных операций, указанная в приложениях N 1 - 5 к Правилам, за исключением производства переключений в электроустановках с использованием АРМ ДЦ, ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), оперативного персонала подстанций (электростанций) в части последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, переключающими устройствами РЗА и случаев, когда с учетом особенностей нормальных и ремонтных схем электрических соединений электроустановок, конструкции и состава оборудования, особенностей исполнения устройств РЗА объекта электроэнергетики производство операций в указанной последовательности невозможно. В указанных случаях последовательность выполнения операций определяется местной инструкцией по производству переключений в электроустановках с учетом соответствующих особенностей и с соблюдением требований к выполнению переключений в электроустановках, установленных Правилами, и требований правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.";

46) в пункте 193 абзацы второй и пятый после слов "АРМ оперативного персонала ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

47) пункты 199 - 201 изложить в следующей редакции:

"199. При выполнении переключений в электроустановках с использованием АРМ:

проверка готовности оперативной блокировки должна осуществляться по отсутствию сигнала "неисправная блокировка" в АРМ;

завершение выполнения каждой операции с выключателем, разъединителем, выкатной тележкой, заземляющим разъединителем должно проверяться по сигнализации АРМ;

положение выключателей (в том числе включенное положение ШСВ перед операциями перевода присоединений с одной СШ на другую, отключенное положение выключателя перед операциями с его разъединителями, включенное положение выключателей, шунтирующих неисправный выключатель) перед операциями с разъединителями, выкатной тележкой в его цепи должно проверяться по сигнализации АРМ;

отключение оперативного тока привода выключателя при выполнении операций с разъединителями на присоединении, отключенном этим выключателем, не выполняется;

отключение оперативного тока привода и защит ШСВ при переводе присоединений с одной СШ на другую не выполняется;

исправность ДЗШ перед выполнением операций с шинными разъединителями должна проверяться по отсутствию сигнала "неисправность ДЗШ" в АРМ;

устройства сетевой автоматики (АПВ шин, АПВ ЛЭП, АВР секционных, шиносоединительных и других выключателей) перед операциями с разъединителями должны оставаться в работе (вывод не требуется);

включение заземляющих разъединителей в распределительных устройствах должно осуществляться после проверки отсутствия напряжения на заземляемом участке путем выверки схемы по АРМ, а также по сигнализации АРМ;

отключение трансформаторов напряжения со стороны низкого напряжения допускается выполнять после заземления ЛЭП, секций (систем) шин;

допускается выполнение переключений на ЛЭП, оборудовании подстанций (электростанций) с использованием автоматизированных программ переключений, бланков переключений (автоматический вывод из работы (ввод в работу) ЛЭП, секций, систем шин, Т (АТ) и другого оборудования);

при выполнении переключений по выводу в ремонт ЛЭП, оборудования в АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) на схеме должны быть отображены знаки плакатов "Не включать! Работают люди" рядом с графическим обозначением соответствующего коммутационного аппарата, а также отображен знак плаката "Не включать! Работа на линии" рядом с символом разъединителя, которым подается напряжение на ЛЭП. Допускается отображать знаки плакатов после заземления ЛЭП, оборудования;

при выполнении работ под напряжением в АРМ оперативного персонала подстанции (электростанции) должен быть отображен знак плаката "Работа под напряжением. Повторно не включать!" на схеме рядом с символом выключателя, которым подается напряжение на ЛЭП;

на ключи управления и ручные приводы коммутационных аппаратов и заземляющих разъединителей плакаты безопасности должны вывешиваться после окончания переключений при выполнении проверки положений разъединителей и заземляющих разъединителей непосредственно на месте их установки (до выдачи сообщений о произведенных мероприятиях по выводу ЛЭП в ремонт и до выдачи разрешения на подготовку рабочего места);

при дистанционном управлении коммутационными аппаратами с АРМ оперативного персонала ЦУС, НСО и (или) диспетчерского персонала ДЦ знак плаката "Не включать! Работа на линии!" должен быть отображен в АРМ диспетчерского или оперативного персонала, в чьем соответственно диспетчерском или технологическом управлении находится ЛЭП, на схеме рядом с символом разъединителя, которым подается напряжение на ЛЭП;

при дистанционном управлении коммутационными аппаратами с АРМ оперативного

персонала ЦУС, НСО и (или) диспетчерского персонала ДЦ знак плаката "Работа под напряжением. Повторно не включать!" должен быть отображен в АРМ диспетчерского или оперативного персонала, в чьем соответственно диспетчерском или технологическом управлении находится ЛЭП, на схеме рядом с символом выключателя, которым подается напряжение на ЛЭП;

при выполнении переключений по вводу в работу ЛЭП, оборудования плакаты безопасности (в том числе "Не включать! Работа на линии") должны сниматься в АРМ. С ключей управления и ручных приводов коммутационных аппаратов и заземляющих разъединителей плакаты безопасности должны сниматься перед началом переключений;

при переключениях по выводу из работы трансформатора (автотрансформатора) допускается операции с выключателями, разъединителями низшего напряжения производить до операций с выключателями и разъединителями среднего и высшего напряжения, выполняемых с использованием АРМ диспетчерского персонала ДЦ, оперативного персонала ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС) или НСО, а при вводе в работу трансформатора (автотрансформатора) - после операций с выключателями и разъединителями среднего и высшего напряжения, выполняемых с использованием АРМ диспетчерского персонала ДЦ, оперативного персонала ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС) или НСО;

передача информации в ДЦ, ЦУС, центр управления ВЭС (СЭС) о выполненных с использованием АРМ или терминалов операциях по отключению, заземлению ЛЭП, оборудования должна осуществляться после проверки положений разъединителей и заземляющих разъединителей непосредственно на месте их установки, в том числе по указателям гарантированного положения контактов в КРУЭ.

200. Переключения на подстанциях нового поколения с постоянным дежурством оперативного персонала должны осуществляться оперативным персоналом подстанции дистанционно с использованием АРМ с учетом особенностей, предусмотренных настоящим пунктом.

Переключения с использованием АРМ и терминалов при исправной оперативной блокировке допускается выполнять единолично.

Перечень переключений с использованием АРМ и терминалов, выполняемых с участием двух лиц, должен быть утвержден техническим руководителем с учетом местных условий.

При выполнении переключений на подстанциях нового поколения с постоянным дежурством оперативного персонала, построенных без применения КРУЭ:

осмотр опорно-стержневой изоляции разъединителей присоединений, задействованных в предстоящих переключениях, должен выполняться оперативным персоналом перед началом переключений в электроустановках;

операции с разъединителями и заземляющими разъединителями с использованием местного управления (в случае отказа дистанционного управления разъединителя, заземляющего разъединителя с АРМ и терминала) разрешаются только во время ликвидации технологических нарушений;

проверка соответствия действительных положений коммутационных аппаратов и

заземляющих разъединителей операциям, выполненным с ними с использованием АРМ, должна выполняться после окончания переключений непосредственно на месте установки коммутационных аппаратов и заземляющих разъединителей.

При выполнении переключений на подстанциях нового поколения с постоянным дежурством оперативного персонала, построенных с применением КРУЭ:

осмотр оборудования непосредственно перед началом переключений в электроустановках не выполняется;

взвод пружины привода разъединителя в случае потери питания привода разъединителя разрешается только во время ликвидации технологических нарушений;

в случае если конструкция КРУЭ предусматривает включение заземляющего разъединителя в сторону выключателя одновременно с отключением его разъединителя, проверку отсутствия напряжения на выключателе перед включением заземляющего разъединителя разрешается не выполнять.

201. Переключения на подстанциях нового поколения без постоянного дежурства оперативного персонала должны выполняться с учетом следующих особенностей:

переключения в электроустановках должны осуществляться оперативным персоналом ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС), НСО или диспетчерским персоналом ДЦ дистанционно с использованием АРМ без присутствия персонала непосредственно на подстанции, РУ электростанции;

проверка соответствия действительных положений коммутационных аппаратов и заземляющих разъединителей операциям, выполненным с ними с использованием АРМ, а также осмотр опорно-стержневой изоляции разъединителей (в РУ, построенных без применения КРУЭ) должны выполняться после окончания переключений непосредственно на месте установки коммутационных аппаратов оперативным персоналом (персоналом ОВБ) до подготовки рабочего места;

при переключениях в электроустановках, выполняемых с использованием АРМ диспетчерского персонала ДЦ, оперативного персонала ЦУС, центра управления ВЭС (СЭС) или НСО, возможность выполнения каждой операции, контроль положения коммутационных аппаратов и заземляющих разъединителей во время переключений должны определяться (осуществляться) на основании телеметрической информации в АРМ.";

48) пункт 202 после слова "ЦУС," дополнить словами "центра управления ВЭС (СЭС),";

49) в приложении N 4:

а) в пункте 1:

абзац первый изложить в следующей редакции:

"1. Последовательность операций при выводе в ремонт ЛЭП 500 кВ А - Б под наведенным напряжением без последующего включения выключателей ЛЭП на ПС 500 кВ Б.";

после подпункта 20 слова "- на ПС Б:" исключить;

подпункты 21 - 27 признать утратившими силу;

б) в пункте 2:

подпункты 6 - 12 признать утратившими силу;

подпункт 16 изложить в следующей редакции:

"16) включить линейный разъединитель ЛР Л1;";

50) в подпункте 5(1) пункта 5 приложения N 5:

подпункт 23 признать утратившим силу;

дополнить после подпункта 27 подпунктом 28 следующего содержания:

"28) вывести газовую и технологические защиты автотрансформатора АТ2 и газовую защиту РПН АТ2.".

2. В требованиях к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики", утвержденных приказом Минэнерго России от 12 июля 2018 г. N 548 <66>:

<66> Зарегистрирован Минюстом России 20 августа 2018 г., регистрационный N 51938, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 февраля 2019 г. N 99 (зарегистрирован Минюстом России 14 марта 2019 г., регистрационный N 54038).

1) пункт 5 дополнить следующими абзацами:

"ВЭС - ветровая электростанция;

СЭС - солнечная электростанция.";

2) пункт 11 дополнить абзацем следующего содержания:

"осуществлять в отношении оборудования ВЭС (СЭС) дистанционное управление из ДЦ, реализующее полное отключение ВЭС (СЭС) или ограничение выдачи ее мощности.";

3) в пункте 18 слова "может привести к нарушению условий" заменить словами "приводит к нарушению пределов и условий";

4) пункт 19 после слов "ДЦ, ЦУС" дополнить словами ", центре управления ВЭС (СЭС), структурном подразделении потребителя электрической энергии, созданном в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждаемыми Минэнерго России, для осуществления функций оперативно-технологического управления, в том числе функций технологического управления и ведения, в отношении

принадлежащих ему объектов электросетевого хозяйства (далее - структурное подразделение потребителя электрической энергии),";

5) пункт 24 после слов "ДЦ, ЦУС," дополнить словами "центре управления ВЭС (СЭС), структурном подразделении потребителя электрической энергии,";

6) дополнить после пункта 26 пунктами 26(1), 26(2) следующего содержания:

"26(1). Центр управления ВЭС (СЭС) должен разрабатывать и утверждать инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках ВЭС (СЭС), оборудование и устройства которых находятся в технологическом управлении или ведении центра управления ВЭС (СЭС). Указанные инструкции должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил, с учетом требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима всех ДЦ, к объектам диспетчеризации которых относятся оборудование и устройства ВЭС (СЭС), в отношении которых центр управления ВЭС (СЭС) осуществляет функции технологического управления или ведения, а также требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима ЦУС, в технологическом управлении которого находятся ЛЭП, отходящие от ВЭС (СЭС).

26(2). Потребитель электрической энергии, владеющий на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства, должен разрабатывать и утверждать инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках объектов электросетевого хозяйства, оборудование и устройства которых находятся в технологическом управлении или ведении структурного подразделения потребителя, указанного в пункте 19 Правил. Указанные инструкции должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил, с учетом требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима всех ДЦ, в диспетчерском управлении или ведении которых находятся оборудование, устройства РЗА подстанций потребителя электрической энергии или отходящие от них ЛЭП, а также требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима ЦУС, в технологическом управлении или ведении которого находятся оборудование, устройства РЗА подстанций потребителя электрической энергии или отходящие от них ЛЭП.";

7) пункт 28 после слов "(их филиалами)" дополнить словами "в соответствии с пунктами 26, 26(1), 26(2), 27 Правил";

8) пункт 45 изложить в следующей редакции:

"45. При повышении частоты выше 50,05 Гц в первой синхронной зоне (выше 50,20 Гц во второй синхронной зоне или временно выделенных на изолированную работу частях энергосистем), диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, должен на основании данных автоматизированных систем диспетчерского управления, опроса диспетчерского и оперативного персонала выяснить причины повышения частоты и принять меры к восстановлению частоты до нормально допустимого уровня посредством:

реализации резервов активной мощности генерирующего оборудования электростанций на разгрузку;

перевода ГАЭС в двигательный режим;

запрета вывода в ремонт ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключение которых приводит к необходимости загрузки или невозможности разгрузки генерирующего оборудования электростанций;

ввода в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, включение которых обеспечивает возможность разгрузки генерирующего оборудования электростанций;

разгрузки ВЭС (СЭС), вплоть до полного отключения ВЭС (СЭС);

разгрузки генерирующего оборудования электростанций до технического минимума, в том числе отключением котлов на дубль-блоках, газовых (паровых) турбин в составе парогазовых и газотурбинных установок;

разгрузки атомных электростанций;

отключения в резерв генерирующего оборудования тепловых электростанций, находящегося в работе.".

9) абзац третий пункта 68 изложить в следующей редакции:

"разгрузки генерирующего оборудования электростанций в передающей части энергосистемы, в том числе разгрузки ВЭС (СЭС) вплоть до полного отключения ВЭС (СЭС);";

10) пункт 83 изложить в следующей редакции:

"83. Если отключение КВЛ привело к последствиям, указанным в пункте 76 Правил, необходимо произвести опробование отключившейся КВЛ без осмотра оборудования и без выяснения причины отключения путем осмотра панелей РЗА при условии:

наличия АПВ на КВЛ;

отсутствия защиты кабельного участка с абсолютной селективностью, а при наличии защиты кабельного участка с абсолютной селективностью - отсутствия срабатывания такой защиты;

отсутствия признаков работы УРОВ (по данным информационных систем);

отсутствия информации от персонала объектов электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующего опробованию.".