Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.29.240.10.003-2011

ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ И ВЫШЕ УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2011-06-30

Издание официальное

Москва
2011

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»), Открытым акционерным обществом «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект» (ОАО «Энергосетьпроект»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 02.06.2011 № 54

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2011

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

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения ... 3
4 Общие положения ... 5
5 Требования к выбору площадки для строительства, компоновка и конструктивное выполнение подстанции ... 6
6 Требования к электрическим схемам подстанций ... 10
7 Общие требования к распределительным устройствам ... 12
8 Общие требования к собственным нуждам подстанций ... 14
9 Общие требования к силовым трансформаторам ... 16
10 Требования к установке трансформаторов и реакторов ... 17
11 Требования к заземляющим устройствам подстанции ... 22
12 Требования к прокладке кабелей ... 29
13 Нормы и требования к защите от грозовых перенапряжений ... 30
14 Требования к защите от внутренних перенапряжений ... 46
15 Нормы и требования к биологической защите от воздействия электрических и магнитных полей ... 49
16 Требования к масляному хозяйству ... 49
17 Требования к элегазовому хозяйству ... 51
18 Требования по водоснабжению ... 52
19 Требования по пожарной безопасности ... 53
20 Требования к отводу масла ... 50
21 Охрана окружающей среды ... 53
22 Приемка в эксплуатацию ... 54
23 Ввод в эксплуатацию ПС ... 60
24 Оценка соответствия ... 60
Библиография ... 62

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Подстанции напряжением 35 кВ и выше
Условия создания
Нормы и требования

Дата введения – 2011-06-30

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

- устанавливает единые нормы и требования подлежащие учету при создании, техническом перевооружении и реконструкции подстанций напряжением 35 кВ и выше;
- распространяется на вновь сооружаемые и подлежащие техническому перевооружению и реконструкции подстанции;
- предназначен для применения проектными организациями, строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями.
- разработан с целями:
  - повышения эффективности, безопасности и работоспособности функционирования электрических сетей в краткосрочной и долгосрочной перспективе при условии обеспечения промышленной и экологической безопасности ЕЭС;
  - обеспечения надежного и качественного электроснабжения производственно-хозяйственного комплекса и населения страны при возможно более низкой стоимости электроэнергии;
  - повышения надежности работы подстанций напряжением 35 кВ и выше;
  - обеспечение безопасности жизни и здоровья граждан.
  - с учетом анализа существующих нормативных и технических документов в электроэнергетике и опыта их применения.

1.2 Действие стандарта распространяется на следующие субъекты:

- электросетевые компании;
- генерирующие компании;
- научно-исследовательские институты, проектные организации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

Градостроительный кодекс Российской Федерации Кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ

«Правила 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». Утв. Постановлением

Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, (в ред. Постановления Правительства Российской Федерации от 21.04.2009 г. № 334)

Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Федеральный закон Российской Федерации от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»

ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ Р 51853-2001 Заземления переносные для электроустановок. Общие технические условия

ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

ГОСТ Р 52725-2007 Ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН) для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия

ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010 Менеджмент риска. Защита от молнии. Часть 1. Общие принципы

ГОСТ Р МЭК 62305-2-2010 Менеджмент риска. Защита от молнии. Часть 2. Оценка риска

ГОСТ Р 54426-2011 Руководство по проверке и обработке элегаза (SF6), взятого из электрооборудования, и технические требования к его повторному использованию

ГОСТ Р 54828-2011 Комплектные распределительные устройства в металлической оболочке с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия

ГОСТ Р 53603-2009 Оценка соответствия. Схемы сертификации продукции в Российской Федерации

ГОСТ Р 54008-2010 Оценка соответствия. Схемы декларирования соответствия

ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-1-2009 Оценка соответствия. Декларация поставщика о соответствии. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-2-2009 Оценка соответствия. Декларация поставщика о соответствии. Часть 2. Подтверждающая документация

ГОСТ Р 54009-2010 Оценка соответствия. Применение знаков, указывающих о соответствии

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.29.240.10.007-2011 Комплектные и блочные трансформаторные подстанции (КТП, КТПБ, ТП) на напряжение 35-110 кВ. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.10.001-2011 Распределительные устройства электрических станций и подстанций напряжением 35 кВ и выше. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.180.001-2011 Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и реакторы. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.10.013-2009 Система собственных нужд подстанций. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.20.008-2009 Силовые кабельные линии напряжением 0,4-35 кВ. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.20.010-2011 Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.99.005-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.99.006-2011 Устройства защиты от перенапряжений электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.051-2009 Маслохозяйство электрических станций и сетей. Условия создания. Нормы и требования

СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ

СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ

СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 КВ. Типовые решения

СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании

СТО 56947007-29.240.038-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при сооружении

СТО 56947007-29.240.039-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте

СТО 56947007-29.240.040-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при реконструкции и ликвидации

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

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии с СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **камера закрытая:** Камера, закрытая со всех сторон и имеющая сплошные (не сетчатые) двери.

3.1.2 **камера:** Помещение, предназначенное для установки аппаратов, трансформаторов и шин.

3.1.3 **трансформаторная подстанция блочная комплектная:** Подстанция, распределительные устройства 35 и 110 кВ которой выполняются из блоков со смонтированными аппаратами высокого напряжения и элементами ошиновки.

[СТО 70238424.29.240.10.007-2011]

3.1.4 **устройство распределительное комплектное элегазовое:** Распределительное устройство, в котором основное электрооборудование заключено в оболочки, заполненные элегазом (SF6), служащим изолирующей и/или дугогасящей средой.

3.1.5 **камера огражденная:** Камера, которая имеет проемы, защищенные полностью или частично несплошными (сетчатыми или смешанными) ограждениями.

3.1.6 **подстанция:** электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, РУ, устройств управления, технологических и вспомогательных сооружений.

3.1.7 **подстанция пристроенная:** подстанция, здание которой имеет общую стену или непосредственно примыкает к зданию электростанции или промышленного предприятия.

3.1.8 **сопротивление удельное эквивалентное земли с неоднородной структурой:** Удельное сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение, что и в земле с неоднородной структурой.

3.2 Обозначения и сокращения

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АТ – автотрансформатор;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДГР – дугогасящий заземляющий реактор;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУН – комплектное распределительное устройство для наружной установки;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

МП – магнитное поле;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОПУ – объединенный пульт управления;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
РПН – устройство автоматического регулирования напряжения трансформатора (автотрансформатора) под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
СК – синхронный компенсатор;
СКРМ – средства компенсации реактивной мощности;
СТАТК – статический компенсатор.
СТК – статический тиристорный компенсатор;
Тр – трансформатор;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ШР – шунтирующий реактор

4 Общие положения

4.1 При создании подстанции напряжением 35 кВ и выше должны быть обеспечены:

- надежность и бесперебойность энергоснабжения;
- работоспособность с учетом риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- внедрение новой техники и технологий;
- минимальный уровень потерь электроэнергии;
- надежность электротехнического оборудования;
- минимальный объем профилактических работ;
- ремонтопригодность электротехнического оборудования;
- электромагнитная совместимость;
- санитарные нормы по электрическим, магнитным полям и шумам;
- сейсмостойкость;
- безопасность обслуживающего персонала;
- охрана окружающей среды.

4.2 При создании, техническом перевооружении и реконструкции ПС должно быть предусмотрено развитие:

- схем энергосистемы;
- электрических сетей района, города;
- схем внешнего энергоснабжения;
- схем развития сетей.

4.3 На вновь сооружаемых и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции подстанциях переменного тока напряжением 35 кВ и выше должно быть применено современное электротехническое оборудование, имеющее повышенную эксплуатационную надежность:

- автотрансформаторы (АТ) и трансформаторы (Т) с РПН (количество переключений до первой ревизии не менее 70.000) и автоматическим

регулированием напряжения, шунтирующие реакторы (ШР) и компенсационные реакторы - с автоподпрессовкой обмоток, с герметичными маслонаполненными вводами или вводами с твердой изоляцией, с системами охлаждения путем предпочтительно естественной циркуляции масла, обладающие необходимой динамической стойкостью и низкими потерями, оснащенные системами мониторинга и диагностики, а также системами пожаротушения, предотвращения взрывов и возгораний, не требующих ремонта в течении расчетного срока службы;

- оборудование распределительных устройств в соответствии с СТО 70238424.29.240.10.001-2011

4.4 При создании, техническом перевооружении и реконструкции ПС должны быть выполнены требования электромагнитной совместимости, СТО 56947007-29.240.10.028-2009 и учтены рекомендации СТО 56947007-29.240.55.016-2008.

4.5 При расположении ПС в районах с сейсмичностью более 5 баллов по шкале MSK следует предусматривать установку сейсмостойкого оборудования и/или принимать другие меры для уменьшения вероятности его повреждения.

5 Требования к выбору площадки для строительства, компоновка и конструктивное выполнение подстанции

5.1 При выборе площадки для строительства подстанции должны соблюдаться нормы технологического проектирования СТО 56947007-29.240.10.028-2009, с учетом:

- схем развития электрических сетей района или схемы электроснабжения конкретного объекта;
- проектов районной планировки и проектов планировки городов (поселков);
- технико-экономического сравнения вариантов;
- методических указаний [9].

5.2 Площадка ПС должна размещаться вблизи:

- центра электрических нагрузок;
- автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности;
- железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий, на которых возможна разгрузка тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов, а также примыкание к ним подъездного пути ПС;
- существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения, связи), а также проектируемых сетей при условии их опережающего ввода;
- населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов для эксплуатационного персонала ПС. При этом должны соблюдаться минимально

допустимые расстояния по условиям шума от силового оборудования согласно санитарным нормам.

5.3 Площадки ПС должны выбираться:

- на непригодных для сельскохозяйственного использования землях (расположение ПС на орошаемых, осушенных и пахотных землях допускается только в исключительных случаях по решению соответствующих органов);
- на незалесенной территории или на территории, занятой кустарниками и малоценными насаждениями;
- преимущественно вне зон природных загрязнений (морское побережье, засоленная почва и др.) и вне зон атмосферы, загрязненной промышленными уносами. Размещение ПС в условиях загрязненной атмосферы допускается при технико-экономическом обосновании с учетом требований соответствующих руководящих документов;
- вне зон активного карста, оползней, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, которые могут угрожать застройке и эксплуатации ПС;
- вне зон залегания полезных ископаемых, подлежащих промышленной разработке;
- на незатопляемых территориях и на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;
- на территориях, не подверженных размывам в результате русловых процессов при расположении площадок у рек, или водоемов, а также вне мест, где могут быть потоки дождевых и других вод, а также выше отметок складов с нефтепродуктами и другими горючими жидкостями. При невозможности расположения ПС вне указанных зон должны быть выполнены специальные гидротехнические сооружения по защите площадок от повреждений (подсыпка площадки, укрепление откосов насыпи, водоотводные сооружения, дамбы и др.);
- на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения. Расположение ПС на торфах, свалках и т.п. допускается только при технико-экономическом обосновании;
- на площадках с грунтами I или II категории по сейсмическим свойствам;
- на площадках, обеспечивающих максимально удобные заходы ВЛ всех напряжений;
- вне зон возможного обледенения оборудования и ошиновки ОРУ при сбросе воды через водосборные сооружения гидростанций в период осенне-зимних паводков;
- на расстоянии от аэродромов и посадочных площадок авиации, складов взрывчатых материалов, крупных складов горюче-смазочных материалов, нефтепроводов, газопроводов, радиостанций и телевышек, определяемом соответствующими нормами и правилами;
- вне зон влияния каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов;
- на площадках, на которых отсутствуют строения или коммуникации, подлежащие сносу или переносу в связи с сооружением ПС.

5.4 Выбор площадки для размещения ПС должен производиться с учетом результатов инженерных изысканий:

- инженерно-геодезических изысканий;
- инженерно-геологических изысканий, включающих геологические, гидрогеологические и сейсмологические изыскания и исследования;
- инженерно-метеорологические изыскания;
- инженерно-экологические изыскания.

Инженерные изыскания выполняют при разработке проектной документации объекта. Подготовка и использование проектной документации без выполнения соответствующих инженерных изысканий не допускается.

Инженерные изыскания выполняются в целях получения:

- данных о природных условиях территории, на которой будет осуществляться строительство или реконструкция объекта и природных объектов, затрагиваемых строительством;
- материалов, необходимых для обоснования размещения объекта и его сооружений в соответствии с намечаемым их назначением и параметрами;
- данных, необходимых для обоснования конструкции сооружений и их надежности, наличие местных строительных материалов;
- информации о необходимости выполнения специальных видов работ в основании сооружений (противофильтрационных, противооползневых, изъятия слабых грунтов, ликвидации естественных нарушений сплошности массива и др.;
- данных о воздействии нового объекта или реконструируемого на природную среду и социально-экономическую сферу и разработке необходимых природоохранных и компенсационных мер, позволяющих довести уровень воздействия до допустимого или согласованного уровня.

5.5 Размещение ПС должно производиться с учетом наиболее рационального использования земель, как на расчетный период, так и с учетом последующего расширения ПС, а также с учетом требований раздела 21 настоящего Стандарта.

5.6 При размещении ПС следует учитывать наличие источников водоснабжения, естественных водоемов и рек, артезианских источников.

5.7 В районах с объемом снегопереноса 300 м3/м и более при выборе площадки ПС должна быть организована защита от снежных заносов.

5.8 При реконструкции ПС и сооружении ОРУ других напряжений должен рассматриваться вариант размещения этих ОРУ на территории существующей ПС.

5.9 Размещение ПС, генеральный план и инженерная подготовка территории, и защита их от затопления, оползней, лавин и т.п. должны быть выполнены в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.240.10.028-2009 и СНиП 22-02-2003 [3].

5.10 Компоновка и конструктивное выполнение ПС должны предусматривать возможность применения механизмов, в том числе специальных, для производства монтажных и ремонтных работ.

5.11 Для ПС, размещаемых в районе жилой и промышленной застройки, должны предусматриваться мероприятия по снижению шума, создаваемого работающим электрооборудованием (трансформаторами, синхронными компенсаторами и т.п.), до значений, допустимых санитарными нормами.

5.12 На ПС должен быть предусмотрен проезд по ее территории передвижных монтажно-ремонтных механизмов, а также передвижных лабораторий.

5.13 Ограждение территории ПС следует выполнять в объеме, предусмотренном проектом на расчетный период.

Внешнее ограждение ПС должно иметь высоту не менее 2,4 м.

Территория, предусмотренная для расширения ПС после расчетного периода, оговаривается проектом, оформляется при отводе площадки, как не подлежащая застройке и не ограждается. До расширения ПС эта территория может быть использована для хозяйственных нужд.

На территории ПС следует ограждать ОРУ внутренним забором высотой не менее 1,6 м. ОРУ и силовые трансформаторы могут иметь общее ограждение.

5.14 Закрытые подстанции 35-220 кВ применяются в районах:

- с загрязненной атмосферой, где применение ОРУ с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения с учетом ее обмыва не эффективно, а удаление ПС от источника загрязнения экономически нецелесообразно;
- требующих установки оборудования исполнения ХЛ при отсутствии такого исполнения;
- стесненной городской и промышленной застройки;
- сильными снегозаносами и снегопадами, а также в особо суровых климатических условиях и при стесненных площадках при соответствующем технико-экономическом обосновании.

5.15 Трансформаторы и ЗРУ разных классов напряжений следует размещать в отдельных помещениях.

Помещения ЗРУ, трансформаторов и т.п. должны быть отделены от служебных и других вспомогательных помещений.

5.16 Вентиляция помещений ПС должна обеспечивать отвод выделяемого тепла для поддержания допустимой для электрических аппаратов температуры. При невозможности обеспечить теплообмен естественной вентиляцией следует предусматривать принудительную с контролем ее работы.

В местах с низкими зимними температурами приточные и вытяжные вентиляционные отверстия должны быть снабжены утепленными клапанами, открываемыми извне.

6 Требования к электрическим схемам подстанций

6.1 При выборе схем РУ ПС необходимо максимально использовать типовые решения приведенные в СТО 56947007-29.240.30.010-2008 и руководствоваться СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

Схемы РУ ПС выбираются с учетом:

- назначения ПС в данной энергосистеме;
- схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединений (линий, трансформаторов и т.д.);
- надежности работы ПС, примыкающих к ним линий и условий их резервирования;
- необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств;
- размера и стоимости земельного участка, природно-климатических условий и других факторов.

6.2 Для РУ ПС классов напряжений от 35 до 220 кВ должны применяться блочные схемы (трансформатор-линия), схема мостика, вход-выход и т.д.

Для РУ ПС классов напряжений от 110 до 220 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети должны применяться схемы:

- с одинарной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными в цепи питающих присоединений;
- с двойными секционированными системами шин.

Схемы с обходной системой шин, а также с количеством выключателей на цепь более одного, должны приниматься только при специальном обосновании.

6.3 Для РУ ПС напряжением 330-750 кВ, в зависимости от количества присоединяемых линий рекомендуется применять схемы – «четырехугольник», «трансформатор – шины с присоединением линий через два выключателя», «трансформатор – шины с полуторным присоединением линий» и «полуторная схема».

6.4 На РУ ПС следует устанавливать два трансформатора. Установка более двух трансформаторов допускается, когда требуется два средних напряжения, а также при технико-экономическом обосновании.

Однотрансформаторные ПС используются на начальной стадии эксплуатации ПС.

6.5 На ПС рекомендуется установка трехфазных трансформаторов.

Допускается установка группы однофазных трансформаторов, либо группы из двух трехфазных трансформаторов одинаковой мощности при отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при наличии транспортных ограничений.

6.6 При установке на ПС одной группы однофазных автотрансформаторов, при соответствующем обосновании, следует предусматривать резервную фазу на проектируемой ПС или в централизованном резерве для группы ПС.

6.7 Если на ПС устанавливается одна группа шунтирующих реакторов (ШР), то при соответствующем обосновании следует предусмотреть резервную фазу ШР или в централизованном резерве для группы ПС.

6.8 Для независимого регулирования напряжения при питании потребителей от обмоток низкого напряжения (НН) автотрансформаторов следует предусматривать установку линейных регулировочных трансформаторов, за исключением случаев, когда необходимый уровень напряжения обеспечивается другими способами.

6.9 На стороне НН напряжением 6, 10 и 35 кВ должна предусматриваться раздельная работа трансформаторов.

6.10 При необходимости ограничения токов короткого замыкания (КЗ) на стороне напряжения 6 и 10 кВ должны предусматриваться следующие мероприятия:

- применение трансформаторов с расщепленными обмотками напряжением 6 и 10 кВ;
- применение токоограничивающих реакторов в цепях обмотки НН трансформаторов.

6.11 В сети напряжением 35 кВ, работающей с изолированной нейтралью, при емкостном токе замыкания на землю 10 А и более, следует предусматривать установку дугогасящих заземляющих реакторов (ДГР). ДГР следует включать в нейтраль трансформатора со схемой соединения «звезда-треугольник» или «зигзаг». Допускается установка ДГР в нейтрали трансформатора имеющего соединение обмоток «звезда-звезда», если мощность ДГР не превышает 20% мощности трансформатора.

6.12 На тупиковых ПС запрещается установка ДГР.

6.13 Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т.п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;
- при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;
- при снятом напряжении с какой-либо цепи РУ относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;
- была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

6.14 При расположении ПС в сейсмических районах для обеспечения требуемой сейсмостойкости наряду с применением имеющегося сейсмостойкого оборудования следует предусматривать специальные меры, повышающие сейсмостойкость электроустановки.

6.15 При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность трансформаторов.

6.16 Трансформаторы нового поколения напряжением 110 кВ и выше и мощностью более 63 МВА рекомендуется оснащать системами диагностики и мониторинга технического состояния.

6.17 Главная схема электрических соединений ПС, схема собственных нужд и схема оперативного тока, управление оборудованием и компоновка оборудования и кабельного хозяйства подстанции должны выполняться таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его были исключены одновременная потеря взаимно резервирующих присоединений распределительных устройств и подстанций, а также выход из работы систем обнаружения и тушения пожаров.

7 Общие требования к распределительным устройствам

7.1 Распределительное устройство ПС содержит коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства, а также устройства защиты.

Распределительные устройства должны соответствовать ГОСТ Р 54828 и СТО 70238424.29.240.10.001-2011 с учетом следующих требований:

- в РУ должны применяться высоковольтные выключатели:

а) на напряжение до 110 кВ - элегазовые или вакуумные выключатели;

б) на напряжение 110 и 220 кВ - элегазовые выключатели, компактные ячейки на базе колонковых или баковых элегазовых выключателей;

в) на напряжение 330-750 кВ - элегазовые выключатели;

г) в цепях шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов 110 кВ и выше целесообразно применять элегазовые выключатели, снабженные устройствами синхронизированной коммутации.

- в качестве управляемых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) следует применять:

а) управляемые шунтирующие реакторы (УШР) напряжением 110, 220, 330 и 500 кВ, подключаемые к шинам ВН или к линии;

б) дискретно-управляемые вакуумно-реакторные группы (ВРГ), подключаемые к обмоткам НН (напряжением 10-35 кВ) имеющихся на подстанциях трансформаторов и автотрансформаторов или шинам подстанций через вакуумные выключатели;

в) статические тиристорные компенсаторы (СТК) реактивной мощности и СТАТКОМы, подключаемые к обмоткам НН автотрансформаторов, шинам подстанций или через специальный трансформатор к линиям электропередач;

г) синхронные компенсаторы (СК), подключаемые к обмоткам НН трансформаторов или автотрансформаторов подстанций.

Выбор типа, мощности, других параметров, размещения и способа присоединения управляемых СКРМ на подстанциях напряжением 110-750 кВ производится на основе анализа режимов работы энергосистем (зимний и летний максимумы и минимумы нагрузки), уровней напряжений в суточном графике в нормальных и ремонтных схемах энергосистем, а также переходных процессов.

7.2 В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС должны использоваться разъединители на напряжение 110 кВ и выше с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах.

7.3 В РУ ПС должны применяться встроенные, отдельно стоящие и комбинированные трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН). Отдельно стоящие ТТ применяются в тех случаях, когда встроенные ТТ не обеспечивают требуемых условий работы РЗА, АИИС КУЭ и измерительных приборов.

7.3.1 Количество ТТ и их вторичных обмоток должно обеспечивать:

- раздельное подключение средств РЗА и АИИС КУЭ и других измерений. Для подключения АИИС КУЭ ТТ должны иметь измерительную обмотку класса точности 0,2S (при напряжении 220 кВ и выше), для класса напряжения 110 кВ и ниже – обмотку не ниже 0,5S;
- подключение устройств РЗА к разным вторичным обмоткам класса «Р» с целью обеспечения надежности резервирования и точности измерения

7.3.2 Трансформаторы напряжения должны иметь отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ и измерительных приборов класса точности не ниже 0,2 (при напряжении 220 кВ и выше), для класса напряжения 110 кВ и ниже - обмотку не ниже 0,5S.

7.4 Для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений должны применяться нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

7.5 При расположении территории ПС в зонах, где атмосфера может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу ПС:

- применение ЗРУ, защищенных от проникновения пыли, вредных газов или паров в помещение;
- применение усиленной изоляции и шин из материала, стойкого к воздействию окружающей среды;
- расположение трансформаторов и ОРУ со стороны господствующего направления ветра.

7.6 Во всех цепях РУ ПС должна быть предусмотрена установка разъединителей с видимым разрывом для отсоединения, необходимым для отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов

тока, трансформаторов напряжения и т.д.) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

Указанное требование не распространяется на комбинированные коммутационные аппараты «выключатель – разъединитель», высокочастотные заградители и конденсаторы связи, трансформаторы напряжения, устанавливаемые на отходящих линиях, а также трансформаторы напряжения с емкостными делителями напряжения, присоединяемые к системам шин, ограничители перенапряжений, устанавливаемые на выводах трансформаторов и шунтирующих реакторов и на отходящих линиях, а также на силовые трансформаторы с кабельными вводами.

Видимый разрыв может отсутствовать в комплектных распределительных устройствах заводского изготовления (в том числе с заполнением элегазом - КРУЭ) с выкатными элементами и/или при наличии надежного механического указателя гарантированного положения контактов.

В отдельных случаях, обусловленных схемными или конструктивными решениями, трансформаторы тока допускается устанавливать до разъединяющих устройств.

7.7 В электроустановках с переменным трехфазным током должна быть обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

7.8 РУ ПС должны быть оборудованы оперативной блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках (оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами (заземлителем).

7.9 РУ ПС в соответствии с требованиями безопасности должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими заземление аппаратов и ошиновки.

8 Общие требования к собственным нуждам подстанций

8.1 Общие требования к собственным нуждам подстанций приведены в СТО 70238424.29.240.10.013-2009, кроме этого на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

8.2 Для однотрансформаторных ПС питание второго трансформатора собственных нужд обеспечивается от местных электрических сетей.

8.3 От сети собственных нужд ПС питание сторонних потребителей не допускается.

8.4 Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (обмотки разных трансформаторов, различные секции РУ и др.)

На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с АВР.

8.5 На подстанциях 330 кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего независимого источника питания.

8.6 Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки. На подстанциях напряжением до 220 кВ допускается использование перегрузочной способности трансформаторов собственных нужд.

Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

8.7 На двухтрансформаторных ПС 110-750 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором необходимо устанавливать два трансформатора собственных нужд с питанием одного из них от сети другой ПС с АВР. Это питание в дальнейшем допускается сохранять.

На двухтрансформаторных ПС в начальный период их работы с одним трансформатором в районах, где второй трансформатор собственных нужд невозможно питать от сети другой ПС, допускается устанавливать один рабочий трансформатор собственных нужд, при этом второй должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

На двухтрансформаторных ПС 35-220 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором с постоянным оперативным током при отсутствии на них СК, и принудительной системы охлаждения трансформаторов допускается устанавливать один трансформатор собственных нужд. В этом случае второй трансформатор собственных нужд должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

8.8 На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд могут ~~должны~~ присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем или присоединять к ВЛ, питающим ПС.

8.9 Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью системы TN-S.

Питание сети оперативного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением на выходе 220 В.

9 Общие требования к силовым трансформаторам

9.1 Общие требования к поставляемым силовым трансформаторам приведены в СТО 70238424.29.180.001-2011.

9.2 Мощность трансформаторов выбирают так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их допустимой, по техническим условиям на трансформаторы, перегрузки и резерва по сетям среднего напряжения (СН) и низшего напряжения (НН), обеспечивали питание нагрузки.

При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производится путем замены трансформаторов на более мощные, установка дополнительных трансформаторов должна быть технически и экономически обоснована.

Должны применяться автотрансформаторы и трансформаторы, оборудованные РПН, имеющие необходимую динамическую стойкость, высоконадежные вводы и сниженные потери.

9.3 На подстанциях напряжением 220 кВ и выше, на которых в течение расчетного периода и последующих 5 лет не предусматривается нагрузка на напряжении 6-10 кВ, рекомендуется применять автотрансформаторы 220 кВ мощностью 63 МВА или 125 МВА с третичным напряжением 0,4 кВ для питания собственных нужд подстанции.

9.4 На подстанциях напряжением 110 кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко переменным графиком нагрузки рекомендуется применять трансформаторы с форсированной ступенью охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность.

9.5 На подстанциях напряжением 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям среднего и низкого напряжения, не превышающих в течение расчетного периода номинальной мощности трансформатора, целесообразно выбирать трансформатор с неполной мощностью обмоток среднего и низкого напряжения.

9.6 Линейные регулировочные трансформаторы следует проверять на динамическую и термическую стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения.

9.7 При техническом перевооружении:

- при замене одного старого трансформатора (автотрансформатора) на новый проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу оставшегося в эксплуатации старого и нового трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне;
- при неполной замене фаз группы старых однофазных автотрансформаторов допустимость работы в одной группе старых и новых фаз автотрансформаторов, отличающихся значениями напряжений короткого замыкания, обосновывается специальными расчетами.

9.8 Оборудование и ошиновка в цепи трансформаторов должны выбираться с учетом установки в перспективе трансформатора следующего по шкале мощности. При этом в цепях ВН и СН всех трехобмоточных автотрансформаторов и в цепях ВН и НН двухобмоточных трансформаторов выбор оборудования по номинальному току и ошиновки по нагреву производится по току трансформатора, который может быть установлен в дальнейшем, с учетом допустимой его перегрузки.

Для трехобмоточных трансформаторов в цепях СН и НН выбор оборудования и ошиновки следует производить по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора.

9.9 На ПС напряжением 35 кВ заземляющие дугогасящие реакторы (ДГР) с плавным регулированием индуктивности должны оснащаться системой автоматического регулирования при изменении емкостного тока замыкания на землю.

9.10 Указатели уровня и температуры масла маслонаполненного оборудования и другие указатели, характеризующие состояние оборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для доступа к ним без снятия напряжения.

Для отбора проб масла расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана маслонаполненного оборудования должно быть не менее 0,2 м, или должен быть предусмотрен соответствующий приямок.

10 Требования к установке трансформаторов и реакторов

10.1 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, регулировочные трансформаторы и маслонаполненные реакторы (далее трансформаторы) напряжением 35-500 кВ и выше должны устанавливаться непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс.

10.2 Трансформаторы на подстанциях, имеющих стационарные устройства для ремонта трансформаторов (башни) и рельсовые пути перекатки, а также на подстанциях с размещением трансформаторов в закрытых помещениях, допускается устанавливать на каретках (катках).

10.3 Сейсмостойкие трансформаторы устанавливаются непосредственно на фундамент с креплением их к закладным элементам фундамента для предотвращения их смещений в горизонтальном и вертикальном направлениях.

10.4 На фундаментах трансформаторов должны быть предусмотрены места для установки домкратов.

10.5 Установка трансформаторов должна обеспечивать удобные и безопасные условия его осмотра без снятия напряжения.

10.6 Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, если этот уклон не предусмотрен в

конструкции бака трансформатора, должен создаваться путем установки подкладок.

10.7 При установке расширителя на отдельной конструкции он должен располагаться таким образом, чтобы не препятствовать выкатке трансформатора с фундамента.

В этом случае газовое реле должно располагаться вблизи трансформатора в пределах удобного и безопасного обслуживания со стационарной лестницы.

10.8 Трансформаторы необходимо устанавливать так, чтобы отверстие защитного устройства выброса масла не было направлено на близко установленное оборудование. Для защиты оборудования допускается установка заградительного щита между сбросным отверстием трансформатора и оборудованием.

10.9 Вдоль путей перекатки, а также у фундаментов трансформаторов массой более 20 т, должны быть предусмотрены анкеры, позволяющие закреплять за них лебедки, направляющие блоки, полиспасты, используемые при перекатке трансформаторов в обоих направлениях. В местах изменения направления движения должны быть предусмотрены места для установки домкратов.

10.10 Расстояния в свету между открыто установленными трансформаторами определяются технологическими требованиями.

10.11 Разделительные перегородки между открыто установленными трансформаторами напряжением 110 кВ и выше единичной мощностью 63 МВА и более должны предусматриваться:

- при расстояниях менее 15 м между трансформаторами (реакторами), а также между ними и трансформаторами любой мощности, включая регулировочные и собственных нужд;
- при расстояниях менее 25 м между трансформаторами, установленными вдоль наружных стен зданий электростанции на расстоянии от стен менее 40 м.

Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее EI 90, ширину - не менее ширины маслоприемника и высоту - не менее высоты вводов высшего напряжения более высокого трансформатора. Перегородки должны устанавливаться за пределами маслоприемника.

Расстояние в свету между трансформатором и перегородкой должно быть не менее 1,5 м. Указанные расстояния принимаются до наиболее выступающих частей трансформаторов.

Допускается вместо разделительной перегородки выполнять автоматическую стационарную установку пожаротушения трансформатора собственных нужд или регулировочного, объединенную с установкой пожаротушения силового трансформатора, если трансформаторы собственных нужд или регулировочные установлены с силовым трансформатором, оборудованным автоматическим стационарным устройством пожаротушения, и присоединены в зоне действия защиты от внутренних повреждений силового трансформатора.

При этом допускается сооружение общего маслоприемника.

10.12 Регулировочные трансформаторы должны устанавливаться в непосредственной близости от регулируемых автотрансформаторов, за исключением случая, когда между автотрансформатором и регулировочным трансформатором предусматривается установка токоограничивающего реактора.

10.13 Автоматическими установками пожаротушения должны оснащаться:

- трансформаторы напряжением 500-750 кВ, независимо от мощности, а напряжением 220-330 кВ мощностью 250 МВА и более;
- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВА и более, устанавливаемые в закрытых камерах подстанций;
- кабельные сооружения, используемые для прокладки кабелей (в том числе совместно с другими коммуникациями) ПС напряжением 500 кВ и выше, а также кабельные сооружения подстанций глубокого ввода напряжением 110–220 кВ трансформаторами мощностью 63 МВА и выше.

При меньших значениях указанных напряжений и мощностей кабельные сооружения могут быть оборудованы системами автоматической пожарной сигнализации.

Допускается не защищать АУПТ кабельные каналы объемом до 100 м^3, отвечающих требованиям Федеральных законов Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности». В этом случае оболочки кабелей должны покрываться огнезащитным составом в соответствии с правилами применения огнезащитных покрытий кабелей СО 34.20.262-2002 (РД 153-34.0-20.262-2002) [1].

10.14 Пуск установки пожаротушения должен осуществляться автоматически, вручную и дистанционно со щита управления. Устройство ручного пуска должно располагаться вблизи трансформатора в безопасном при пожаре месте.

Включение установки пожаротушения группы однофазных трансформаторов должно производиться только на поврежденные фазы.

10.15 Пол закрытых камер масляных трансформаторов должен иметь уклон 2% – в сторону маслоприемника.

10.16 Каждая камера масляных трансформаторов должна иметь отдельный выход наружу или в смежные помещения категорий Г или Д, которые в свою очередь должны иметь выходы в общий коридор, лестничную клетку или непосредственно наружу.

10.17 Вентиляционная система камер трансформаторов должна обеспечивать отвод выделяемого ими тепла и не должна быть связана с другими вентиляционными системами.

Стенки вентиляционных каналов и шахт должны быть выполнены из материалов с пределом огнестойкости не менее EI 45.

Вентиляционные шахты и проемы должны быть расположены таким образом, чтобы в случае образования или попадания в них влаги, она не могла

стекать на трансформаторы, либо должны быть применены меры для защиты трансформатора от попадания влаги из шахты.

Вентиляционные проемы должны быть закрыты сетками с размером ячейки не более 1×1 см и защищены от попадания через них дождя и снега.

10.18 Вытяжные шахты камер масляных трансформаторов, пристроенных к зданиям, имеющим кровлю из горючего материала, должны быть отнесены от стен здания не менее чем на 1,5 м или же конструкции кровли из горючего материала должны быть защищены парапетом из негорючего материала высотой не менее 0,6 м. Вывод шахт выше кровли здания в этом случае необязателен.

Отверстия вытяжных шахт не должны располагаться против оконных проемов зданий. При устройстве выходных вентиляционных отверстий непосредственно в стене камеры они не должны располагаться под выступающими элементами кровли из горючего материала или под проемами в стене здания, к которому камера примыкает.

Если над дверью или выходным вентиляционным отверстием камеры трансформатора имеется окно, то под ним следует устраивать козырек из негорючего материала с вылетом не менее 0,7 м. Длина козырька должна быть более ширины окна не менее чем на 0,8 м в каждую сторону.

10.19 Трансформаторы с принудительной системой охлаждения должны быть снабжены устройствами для автоматического пуска и останова системы охлаждения.

Автоматический пуск должен осуществляться в зависимости от температуры верхних слоев масла и, независимо от этого, по току нагрузки трансформатора.

10.20 При применении выносных охладительных устройств они должны размещаться так, чтобы не препятствовать выкатке трансформатора с фундамента и допускать проведение их обслуживания при работающем трансформаторе. Поток воздуха от вентиляторов дутья не должен быть направлен на бак трансформатора.

10.21 Расположение задвижек охладительных устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

10.22 Охладительные колонки, адсорберы и другое оборудование, устанавливаемое в системе охлаждения Ц (OFWF), должны располагаться в помещении, температура в котором не снижается ниже +5 °С.

При этом должна быть обеспечена возможность замены адсорбента на месте.

10.23 Внешние маслопроводы систем охлаждения ДЦ (OFAF) и Ц (OFWF) должны выполняться из нержавеющей стали или материалов, устойчивых против коррозии.

Расположение маслопроводов около трансформатора не должно затруднять обслуживание трансформатора и охладителей и должно обеспечивать

минимальные трудозатраты при выкатке трансформатора. При необходимости должны быть предусмотрены площадки и лестницы, обеспечивающие удобный доступ к задвижкам и вентиляторам дутья.

10.24 При вынесенной системе охлаждения, состоящей из отдельных охладителей, все размещаемые в один ряд одиночные или сдвоенные охладители должны устанавливаться на общий фундамент.

Групповые охладительные установки могут размещаться как непосредственно на фундаменте, так и на рельсах, уложенных на фундамент, если предусматривается выкатка этих установок на своих катках.

10.25 Шкафы управления электродвигателями системы охлаждения ДЦ (OFAF), НДЦ (ODAF) и Ц (OFWF) должны устанавливаться за пределами маслоприемника. Допускается навешивание шкафа управления системой охлаждения Д (ONAF) на бак трансформатора, если шкаф рассчитан на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором.

10.26 Трансформаторы с принудительной системой охлаждения должны быть снабжены сигнализацией о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или останове вентиляторов дутья, а также об автоматическом включении или отключении резервного охладителя или резервного источника питания.

10.27 Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой и шкафов автоматического управления системой охлаждения трансформаторов должен быть предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

10.28 Планово-предупредительный ремонт трансформаторов на ПС следует предусматривать на месте их установки с помощью автокранов или (и) инвентарных устройств. При этом рядом с каждым трансформатором должна быть предусмотрена площадка, рассчитанная на размещение элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, такелажной оснастки и оборудования, необходимого для ремонтных работ.

В стесненных условиях ПС допускается предусматривать одну ремонтную площадку с сооружением к ней путей перекатки.

10.29 На ПС, расположенных в удаленных и труднодоступных районах, могут предусматриваться совмещенные порталы.

10.30 На ПС напряжением 500-750 кВ, расположенных в районах со слаборазвитыми и ненадежными транспортными связями, для проведения планово-предупредительных ремонтных работ допускается предусматривать стационарные устройства - башни, оборудованные мостовыми кранами, с мастерской или аппаратной маслохозяйства с коллектором для передвижных установок.

10.31 Грузоподъемность крана в трансформаторной башне должна быть рассчитана на массу съемной части бака трансформатора.

10.32 Продольные пути перекатки трансформаторов на ПС должны предусматриваться:

- при наличии подъездной железной дороги;
- при наличии башни для ремонта трансформаторов;
- при аварийном вводе в работу резервной фазы автотрансформатора методом перекатки, если это обосновано в сравнении с другими способами.

11 Требования к заземляющим устройствам подстанции

11.1 Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители и кроме этого могут использоваться переносные заземления по ГОСТ Р 51853-2001 и другие соответствующие требованиям ГОСТ 12.1.030-81. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

11.2 Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок, в первую очередь требованиям, предъявляемым к защитному заземлению: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т.д. в течение всего периода эксплуатации.

11.3 Для заземления в территориально сближенных электроустановках разных назначений и напряжений следует применять, как правило, одно общее заземляющее устройство.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

11.4 Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух.

11.5 Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям.

11.6 При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители.

11.7 Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

11.8 Заземляющие устройства электроустановок в сетях с эффективно или глухо заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением одного из двух требований к:

- сопротивлению (п. 11.10);
- напряжению прикосновения (п. 11.16).

При этом должны соблюдаться требования к конструктивному выполнению (п.п. 11.20-11.24) и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве (п.11.9).

11.9 Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановок. При напряжении на заземляющем устройстве более 5 кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

11.10 Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

11.11 В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

11.12 Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине от 0,5 до 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии от 0,8 до 1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены друг к другу, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м.

11.13 Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине от 0,5 до 0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6,0×6,0 м.

11.14 Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством, так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

11.15 Если контур заземляющего устройства располагается в пределах внешнего ограждения электроустановки, то у входов и въездов на ее территорию следует выравнивать потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей, присоединенных к внешнему горизонтальному заземлителю напротив входов и въездов. Вертикальные заземлители должны быть длиной от 3 до 5 м, а расстояние между ними должно быть равно ширине входа или въезда.

11.16 Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных ГОСТ 12.1.038, раздел 1.

11.17 Для определения значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При определении допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключений могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории - основной защиты.

Примечание - рабочее место следует понимать как место оперативного обслуживания электрических аппаратов.

11.18 Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей должно определяться требованиями ограничения напряжений прикосновения до нормированных значений и удобством присоединения заземляемого оборудования. Расстояние между продольными и поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не должно превышать 30 м, а глубина их заложения в грунт должна быть не менее 0,3 м. Для снижения напряжения прикосновения у рабочих мест в необходимых случаях может быть выполнена подсыпка щебня слоем толщиной от 0,1 до 0,2 м.

11.19 В случае объединения заземляющих устройств разных напряжений в одно общее заземляющее устройство напряжение прикосновения должно определяться по наибольшему току короткого замыкания на землю.

11.20 При выполнении заземляющего устройства с соблюдением одного из требований (к сопротивлению или к напряжению прикосновения), так же должны выполняться следующие требования:

- заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю должны прокладываться, в земле на глубине не менее 0,3 м;

- продольные и поперечные горизонтальные заземлители (в четырех направлениях) должны прокладываться вблизи мест присоединений заземляемых нейтралей силовых трансформаторов.

11.21 При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения электроустановки горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории электроустановки, следует прокладывать на глубине не менее 1,0 м. Внешний контур заземляющего устройства в этом случае рекомендуется выполнять в виде многоугольника с тупыми или скругленными углами.

11.22 Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, внешней или с обеих сторон, должно быть не менее 2,0 м. Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой или броней и другие металлические коммуникации должны быть проложены посередине между стойками ограды на глубине не менее 0,5 м. В местах примыкания внешней ограды к зданиям и сооружениям, а также в местах примыкания к внешней ограде внутренних металлических ограждений должны быть выполнены кирпичные или деревянные вставки длиной не менее 1,0 м.

11.23 Питание электроприемников, установленных на внешней ограде, следует осуществлять от разделительных трансформаторов. Эти трансформаторы не допускается устанавливать на ограде. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделительного трансформатора с электроприемником, расположенным на ограде, должна быть изолирована от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

11.24 Если выполнение хотя бы одного из указанных мероприятий невозможно, то металлические части ограды следует присоединить к заземляющему устройству и выполнить выравнивание потенциалов так, чтобы напряжение прикосновения с внешней и внутренней сторон ограды не превышало допустимых значений. При выполнении заземляющего устройства по допустимому сопротивлению с этой целью должен быть проложен горизонтальный заземлитель с внешней стороны ограды на расстоянии не менее 1,0 м от нее и на глубине не менее 1,0 м. Этот заземлитель следует присоединять к заземляющему устройству не менее чем в четырех точках.

11.25 Если заземляющее устройство электроустановки с эффективно или глухо заземленной нейтралью соединено с заземляющим устройством другой электроустановки при помощи кабеля с металлической оболочкой или броней или других металлических связей, то для выравнивания потенциалов вокруг указанной другой электроустановки или здания, в котором она размещена, необходимо соблюдение одного из следующих условий:

- прокладка в земле на глубине не менее 1,0 м и на расстоянии не менее 1,0 м от фундамента здания или от периметра территории, занимаемой оборудованием, заземлителя, соединенного с системой уравнивания потенциалов этого здания или этой территории, а у входов и у въездов в здание – укладка

проводников на расстоянии не менее 1,0 и не менее 2,0 м от заземлителя на глубине не менее 1,0 м и не менее 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с заземлителем;

- использование железобетонных фундаментов в качестве заземлителей в соответствии с п.11.32.

Если вокруг зданий имеются асфальтовые отмостки, в том числе у входов и у въездов, выполнение условий, указанных в перечислениях 1) и 2) не требуется. Если у какого-либо входа (въезда) отмостка отсутствует, у этого входа (въезда) должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем укладки двух проводников, как указано в перечислении 1), или соблюдено условие 2). При этом во всех случаях должны выполняться требования п.11.26.

11.26 Во избежание выноса потенциала не допускается питание электроприемников, находящихся за пределами заземляющих устройств электроустановок с эффективно заземленной нейтралью, от обмоток до 1 кВ с заземленной нейтралью трансформаторов, находящихся в пределах контура заземляющего устройства электроустановки.

При необходимости, питание таких электроприемников может осуществляться от трансформатора с изолированной нейтралью на стороне напряжением до 1 кВ по кабельной линии, выполненной кабелем без металлической оболочки и без брони, или по ВЛ.

Питание таких электроприемников может также осуществляться от разделительного трансформатора. Разделительный трансформатор и линия от его вторичной обмотки к электроприемнику, если она проходит по территории, занимаемой заземляющим устройством электроустановки, должны иметь изоляцию от земли на расчетное значение напряжения на заземляющем устройстве.

11.27 В электроустановках с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть $R \leq \frac{250}{I}$, но не более 10,0 Ом, где I - расчетный ток замыкания на землю, А.

В качестве расчетного тока принимают для сетей:

- без компенсации емкостных токов - ток замыкания на землю;
- с компенсацией емкостных токов:
  - для заземляющих устройств, к которым присоединены компенсирующие аппараты, - ток, равный 125% номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;
  - для заземляющих устройств, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, - ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Расчетный ток замыкания на землю должен быть определен для той из возможных в эксплуатации схем сети, при которой этот ток имеет наибольшее значение.

11.28 Заземляющие устройства электроустановок с эффективно или глухо заземленной нейтралью в районах с большим удельным сопротивлением земли, в том числе в районах многолетней мерзлоты, рекомендуется выполнять с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения (п.п. 11.16-11.19).

В скальных грунтах допускается прокладывать горизонтальные заземлители на меньшей глубине, чем этого требуют 11.18-11.24, но не менее чем 0,15 м. Кроме того, допускается не выполнять требуемые 11.15-11.19 вертикальные заземлители у входов и у въездов.

11.29 При сооружении искусственных заземлителей в районах с большим удельным сопротивлением земли должны быть выполнены следующие мероприятия:

- при условии снижения удельного сопротивления с глубиной и отсутствии естественных углубленных заземлителей (например, скважины с металлическими обсадными трубами) длина вертикальных заземлителей должна быть выбрана таким образом, чтобы достичь слоев грунта с низким удельным сопротивлением;
- при условии снижения удельного сопротивления грунта вблизи (до 2 км) от электроустановки сооружение выносных заземлителей;
- укладка в траншеи вокруг горизонтальных заземлителей в скальных структурах влажного глинистого грунта с последующей трамбовкой и засыпкой щебнем до верха траншеи;
- применение искусственной обработки грунта с целью снижения его удельного сопротивления, если другие способы не могут быть применены или не дают необходимого эффекта.

11.30 В районах многолетней мерзлоты, кроме мероприятий, приведенных в 11.29, следует:

- помещать заземлители в непромерзающие водоемы и талые зоны;
- использовать обсадные трубы скважин;
- в дополнение к углубленным заземлителям применять протяженные заземлители на глубине около 0,5 м, предназначенные для работы в летнее время при оттаивании поверхностного слоя земли;
- создавать искусственные талые зоны.

11.31 В электроустановках с изолированной нейтралью для земли с удельным сопротивлением более 500 Ом·м, если мероприятия, предусмотренные 11.28-11.30, не позволяют получить приемлемые по экономическим соображениям заземлители, допускается повысить требуемые настоящей главой значения сопротивлений заземляющих устройств в $0{,}002 \cdot \rho$ раз, где ρ - эквивалентное удельное сопротивление земли, в Ом·м.

При этом увеличение требуемых настоящей главой сопротивлений заземляющих устройств должно быть не более десятикратного.

11.32 В качестве естественных заземлителей могут быть использованы:

- металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей, в том числе железобетонные фундаменты зданий и сооружений, имеющие защитные гидроизоляционные покрытия в неагрессивных, слабоагрессивных и среднеагрессивных средах;
- металлические трубы водопровода, проложенные в земле;
- обсадные трубы буровых скважин;
- металлические шпунты гидротехнических сооружений, водоводы, закладные части затворов и т. п.;
- рельсовые пути магистральных неэлектрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами;
- другие находящиеся в земле металлические конструкции и сооружения;
- металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле. Оболочки кабелей могут служить единственными заземлителями при количестве кабелей не менее двух.

Учитывать алюминиевые оболочки кабелей при определении сопротивлений заземлителей не допускается.

11.33 Не следует использовать в качестве заземлителей железобетонные конструкции зданий и сооружений с предварительно напряженной арматурой, однако это ограничение не распространяется на опорные конструкции ОРУ.

11.34 Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводов канализации и центрального отопления.

11.35 С целью уравнивания потенциалов трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводов канализации и центрального отопления должны быть присоединены заземляющему устройству.

11.36 Искусственные заземлители могут быть из черной или оцинкованной стали или медными.

Искусственные заземлители не должны иметь окраски.

11.37 Сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок следует выбирать по условию термической стойкости при допустимой температуре нагрева 400°С (кратковременный нагрев, соответствующий времени действия защиты и отключения выключателя).

11.38 В случае опасности коррозии заземляющих устройств следует выполнить одно из следующих мероприятий:

- увеличить сечения заземлителей и заземляющих проводников с учетом расчетного срока их службы;
- применить заземлители и заземляющие проводники с гальваническим покрытием или медные.

При этом следует учитывать возможное увеличение сопротивления заземляющих устройств, обусловленное коррозией.

11.39 Траншеи для горизонтальных заземлителей должны заполняться однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора.

11.40 Заземлители не следует располагать в местах, где земля подсушивается под действием тепла трубопроводов и т.п.

11.41 Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним наибольшего тока однофазного КЗ в электроустановках с эффективно заземленной нейтралью или тока двухфазного КЗ в электроустановках с изолированной нейтралью температура заземляющих проводников не превысила 400°С (кратковременный нагрев, соответствующий полному времени действия защиты и отключения выключателя).

12 Требования к прокладке кабелей

12.1 На ПС напряжением 35-750 кВ кабели от распределительных устройств различных напряжений, трансформаторов, а также от присоединений, подключенных к разным секциям распределительного устройства одного напряжения, должны прокладываться в отдельных лотках или каналах.

На ПС напряжением 110 кВ, от которых питаются электроприемники I и II категории, кабели от РУ напряжением 6 и 10 кВ указанных потребителей прокладываются в отдельных коробах, лотках, каналах.

Запрещается совместная прокладка в одних кабельных лотках потребительских и подстанционных кабелей.

Запрещается прокладка однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в отдельных металлических трубах.

12.2 Требования к созданию, правила и способы прокладки кабельных линий соответствующих классов напряжений приведены в СТО 70238424.29.240.20.008-2009 и СТО 70238424.29.240.20.010-2011.

12.3 Для прокладки силовых кабелей потребителей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

12.4 Расположение кабельных каналов и прокладку кабелей следует выполнять с учетом требований по электромагнитной совместимости.

12.5 На ОРУ ПС кабели должны прокладываться в наземных лотках и металлических коробах необходимой прочности и долговечности.

Применение кабельных тоннелей должно иметь специальное обоснование. Не следует применять лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между фазами оборудования.

При применении лотков должен обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться переезды с сохранением расположения лотков на одном уровне.

12.6 Во всех кабельных сооружениях следует предусматривать объем для дополнительной прокладки кабелей порядка 15 % от количества, предусматриваемого на расчетный период.

12.7 Кабели должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение, с пониженным выделением дыма при горении (индекс – LS) и в случае обоснования с огнестойкой изоляцией (индекс – FR).

12.8 На ПС напряжением 35 кВ и выше, на которых установлены два (авто) трансформатора, компоновка кабельного хозяйства должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его вероятность отключения одновременно двух (авто) трансформаторов была бы минимальной.

12.9 Места входа кабелей в помещения ЗРУ и в помещения щитов управления и защиты ОРУ должны иметь перегородки с пределом огнестойкости не менее EI 45.

Проектирование автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации в кабельных сооружениях необходимо выполнять в соответствии с нормами проектирования и требованиями, изложенными в СП 5.13130.2009 [7].

12.10 Замена силовых и контрольных кабелей, находящихся в неудовлетворительном состоянии осуществляется с учетом фактического состояния и результатов профилактических испытаний.

13 Защита от грозовых перенапряжений

13.1 ПС должны быть защищены от грозовых перенапряжений:

- от прямых ударов молнии - стержневыми и тросовыми молниеотводами, устанавливаемыми на ПС;
- от набегающих грозовых волн:
  - тросовыми молниеотводами на определенной длине отходящих от ПС линий электропередачи (защита подходов ВЛ);
  - защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах ВЛ к ПС.

Защищу от грозовых перенапряжений выполняют с учетом требований ГОСТ Р МЭК 62305-1, ГОСТ Р МЭК 62305-2, ГОСТ Р 52725, СТО 70238424.29.240.99.005-2011 и СТО 70238424.29.240.99.006-2011.

13.2 ОРУ и здания ПС и ЗРУ напряжением 35-750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии.

Допускается не выполнять защиту от прямых ударов молнии для:

- ПС напряжением 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВА и менее независимо от количества таких трансформаторов и от числа грозовых часов в году;
- всех ОРУ ПС напряжением 35 кВ в районах с числом грозовых часов в году не более 20;

- ОРУ ПС напряжением 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом·м при числе грозовых часов в году не более 20;
- зданий ЗРУ и ПС в районах с числом грозовых часов в году не более 20.

13.3 Защита ОРУ напряжением 35 кВ и выше от прямых ударов молнии должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на конструкциях стержневыми молниеотводами. Рекомендуется использовать защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и т. п.).

На конструкциях ОРУ напряжением 110 кВ и выше стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 1000 Ом·м – независимо от площади заземляющего устройства ПС; более 1000 до 2000 Ом·м – при площади заземляющего устройства ПС 10000 м^2 и более.

Установка молниеотводов на конструкциях ОРУ напряжением 35 кВ допускается при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон: до 500 Ом·м – независимо от площади заземляющего контура ПС, более 500 Ом·м – при площади заземляющего контура ПС 10 000 м^2 и более.

13.4 От стоек конструкций ОРУ напряжением 35 кВ и выше с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по заземляющим проводникам не менее чем в двух направлениях с углом не менее 90° между ними. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной от 3 до 5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к заземляющему проводнику стойки с молниеотводом.

13.5 Защиту от прямых ударов молнии ОРУ, на конструкциях которых установка молниеотводов не допускается или нецелесообразна по конструктивным соображениям, следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами, имеющими обособленные заземлители с сопротивлением не более 80 Ом при импульсном токе 60 кА.

13.6 Заземлители отдельно стоящих молниеотводов в ОРУ могут быть присоединены к заземляющему устройству ОРУ при соблюдении указанных в п.п. 13.3-13.5, 13.28-13.29 условий установки молниеотводов на конструкциях ОРУ.

13.7 Место присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ПС должно быть удалено по заземляющим проводникам на расстояние не менее 15 м от места присоединения к нему трансформатора (реактора). В месте присоединения заземлителя отдельно стоящего молниеотвода к заземляющему устройству ОРУ классов напряжений от 35 до 150 кВ заземляющие проводники должны быть проложены по двум-трем направлениям с углом не менее 90° между ними.

13.8 Не допускается установка молниеотводов на конструкциях:

- трансформаторов, к которым открытыми токопроводами присоединены вращающиеся машины;
- опор открытых токопроводов, если к ним присоединены вращающиеся машины.

Порталы трансформаторов и опоры открытых токопроводов, связанных с вращающимися машинами, должны входить в зоны защиты отдельно стоящих или установленных на других конструкциях молниеотводов.

Указанные требования относятся и к случаям соединения открытых токопроводов с шинами РУ, к которым присоединены вращающиеся машины.

13.9 При использовании прожекторных мачт в качестве молниеотводов электропроводку к ним на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой либо кабелями без металлической оболочки в трубах. Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 м.

В месте ввода кабелей в кабельное сооружение металлическая оболочка кабелей, броня и металлическая труба должны быть соединены с заземляющим устройством ПС.

13.10 Защиту от прямых ударов молнии зданий ПС следует выполнять для:

13.10.1 Зданий, имеющих металлические покрытия кровли, заземлением этих покрытий. При наличии железобетонной кровли и непрерывной электрической связи отдельных ее элементов защита выполняется заземлением ее арматуры и укладкой молниеприемной сетки.

13.10.2 Зданий, крыша которых не имеет металлических или железобетонных покрытий с непрерывной электрической связью отдельных ее элементов стержневыми молниеотводами, либо укладкой молниеприемной сетки непосредственно на крыше зданий.

13.11 Молниеприемная сетка должна быть выполнена из стальной проволоки диаметром от 6 до 8 мм и уложена на кровлю непосредственно или под слой негорючего утеплителя, или гидроизоляции. Сетка должна иметь размеры ячейки 6х6 м. Узлы сетки должны быть соединены сваркой.

13.12 Токоотводы, соединяющие молниеприемную сетку с заземляющим устройством, должны быть проложены не реже чем через каждые 25 м по периметру здания.

13.13 В качестве токоотводов следует использовать металлические и железобетонные (при наличии хотя бы части ненапряженной арматуры) конструкции зданий и проложенные по наружной стене здания металлические спуски. При этом должна быть обеспечена непрерывная электрическая связь от молниеприемника до заземлителя.

13.14 При установке стержневых молниеотводов на защищаемом здании ПС от каждого молниеотвода должно быть проложено не менее двух токоотводов по противоположным сторонам здания.

13.15 Тросовые молниеотводы на подходах ВЛ напряжением 35 кВ к тем ОРУ, к которым не допускается их присоединение, должно заканчиваться на ближайшей к ОРУ опоре. Первый от ОРУ бестросовый пролет этих ВЛ должен быть защищен стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на ПС, опорах ВЛ или около ВЛ.

13.16 На подходах ВЛ к РУ ПС, допускается использование ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжении от 5 до 10 % выше наибольшего значения приведенного в таблице 1.

13.17 Устройство и защита подходов ВЛ к РУ ПС должны отвечать требованиям, приведенным в 13.15–13.26, 13.32–13.35, 13.55–13.57.

13.18 Защита ВЛ напряжением 35 кВ и выше от прямых ударов молнии на подходах к ПС должна быть выполнена тросовыми молниеотводами в соответствии с требованиями таблицы 2.

Допускается увеличение по сравнению с приведенными в таблице 2 сопротивлений заземляющих устройств опор на подходах ВЛ напряжением 35 кВ и выше к ПС при числе грозовых часов в году менее 20 – в полтора раза, при менее 10 часов – в три раза.

13.19 В особо гололедных районах и в районах с эквивалентным удельным сопротивлением земли более 1000 Ом·м допускается выполнение защиты подходов ВЛ к ПС отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, сопротивление заземлителей которых не нормируется.

13.20 В районах, имеющих не более 60 грозовых часов в году, допускается не выполнять защиту тросом подхода ВЛ напряжением 35 кВ к ПС напряжением 35 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 1,6 МВА каждый или с одним трансформатором мощностью до 1,6 МВА и наличием резервного питания.

При этом опоры подхода ВЛ к ПС на длине не менее 0,5 км должны иметь заземлители с сопротивлением, приведенным в таблице 1. При выполнении ВЛ на деревянных опорах, кроме того, требуется на подходе длиной 0,5 км присоединять крепления изоляторов к заземлителю опор и устанавливать на первой опоре подхода со стороны ВЛ комплект ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжении на 5-10% выше наибольшего значения по таблице 2. Расстояние между ОПН и трансформатором должно быть не более 10 м.

13.21 При отсутствии резервного питания на ПС с одним трансформатором мощностью до 1,6 МВА подходы ВЛ класса напряжения 35 кВ к ПС должны быть защищены тросом на длине не менее 0,5 км.

13.22 На первой опоре подхода к ПС ВЛ классов напряжений от 35 до 220 кВ, считая со стороны линии, должен быть установлен комплект ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжении от 5 до 10 % выше наибольшего значения по таблице в следующих случаях:

- линия по всей длине, включая подход, построена на деревянных опорах;

- линия построена на деревянных опорах, подход линии - на металлических или железобетонных опорах;
- на подходах ВЛ напряжением 35 кВ на деревянных опорах к ПС класса напряжения 35 кВ, защита выполняется в соответствии с п. 13.55.

Таблица 1 – Защита ВЛ от прямых ударов молнии на подходах к ПС

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Подходы ВЛ на опорах с горизонтальным расположением проводов			Подходы ВЛ на опорах с негоризонтальным расположением проводов			Наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства опор, Ом, при эквивалентном удельном сопротивлении земли, Ом·м[2]		
	Длина защищенного подхода, км[1]	Число тросов, шт.	Защитный угол троса, град.	Длина защищенного подхода, км[1]	Кол-во тросов, шт.	Защитный угол троса, град.	До 100	Более 100 до 500	Более 500
35	1-2	2	30	1-2	1-2	30	10	15	20
110	1-3	2	20[3]	1-3	1-2	20[3]	10	15	20[4]
150	2-3	2	20[3]	2-3	1-2	20[3]	10	15	20[4]
220	2-3	2	20	2-3	2	20[0]	10	15	20[4]
330	2-4	2	20	2-4	2	20	10	15	20[4]
500	3-4	2	25	-	-	-	10	15	20[4]
750	4-5	2	20-22	-	-	-	10	15	20[4]

Примечания:

[1] Выбор длины защищаемого подхода производят с учетом таблиц 3–7.

[2] На подходах ВЛ классов напряжений от 110 до 330 кВ с двухцепными опорами заземляющие устройства опор рекомендуется выполнять с сопротивлением вдвое меньшим указанного в таблице 2.

[3] На железобетонных опорах допускается угол защиты до 30°.

[4] Для опор с горизонтальным расположением проводов, устанавливаемых в земле с эквивалентным удельным сопротивлением более 1000 Ом·м, допускается сопротивление заземляющего устройства 30 Ом.

При сопротивлении заземления опор подходов ВЛ классов напряжений от 110 до 220 кВ более 10 Ом для сохранения надежности грозозащиты оборудования ПС необходимо на основе расчетов либо сократить расстояние до защищаемого оборудования, либо установить дополнительный ОПН на входе в ПС или шинах классов напряжений от 110 до 220 кВ.

13.23 Установка ОПН в начале подходов ВЛ, выполненных по всей длине на металлических или железобетонных опорах, не требуется.

13.24 Сопротивления заземляющего устройства опор с ОПН должны быть не более 10 Ом при удельном сопротивлении земли не выше 1000 Ом·м и не более 15 Ом при более высоком удельном сопротивлении. На деревянных опорах заземляющие спуски от этих аппаратов должны быть проложены по двум стойкам или с двух сторон одной стойки.

13.25 На ВЛ классов напряжений от 35 до 110 кВ, которые имеют защиту тросом не по всей длине и в грозовой сезон могут быть длительно отключены с одной стороны следует устанавливать комплект ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением от 5 до 10 % выше наибольшего значения по таблице 2 на входных порталах или на первой от ПС опоре того конца ВЛ,

который может быть отключен. При наличии на отключенном конце ВЛ трансформаторов напряжения вместо РТ должны быть установлены ОПН.

13.26 На ВЛ с изоляцией, усиленной по условию загрязнения атмосферы, если начало защищенного подхода к ПС в соответствии с таблицами 3–7 находится в зоне усиленной изоляции, на первой опоре защищенного подхода должен устанавливаться комплект защитных аппаратов.

13.27 Гирлянды изоляторов на порталах ОРУ напряжением 35 кВ и на концевых опорах ВЛ напряжением 35 кВ следует выбирать в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

13.28 Место присоединения конструкции со стержневым или тросовым молниеотводом к заземляющему устройству ПС должно быть расположено на расстоянии не менее 15 м по заземляющему проводнику от места присоединения к нему трансформаторов или реакторов.

13.29 Расстояние в земле между точкой присоединения заземления молниеотвода и точкой заземления нейтрали или бака трансформатора должно быть не менее 3 м. Они должны быть присоединены к разным заземляющим проводникам.

13.30 Заземлители молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах, должны быть присоединены к заземляющему устройству ПС. В случае несоблюдения условий, указанных в 13.3–13.5 и 13.28–13.29 дополнительно к общим требованиям присоединения заземлителей отдельно стоящих молниеотводов должны быть соблюдены следующие требования:

- в радиусе 5,0 м от молниеотвода следует установить три вертикальных электрода длиной от 3 до 5 м;
- если расстояние по заземляющим проводникам от места присоединения заземлителя молниеотвода к заземляющему устройству ПС до места присоединения к нему трансформатора или реактора превышает 15 м, но менее 40 м, то на выводах обмоток напряжением до 35 кВ трансформатора должны быть установлены ОПН.

13.31 Расстояние по воздуху ($S_{в.о}$, в метрах) от отдельно стоящего молниеотвода, заземлитель которого соединен с заземляющим устройством ОРУ, до токоведущих частей должно быть больше суммы одной десятой высоты токоведущих частей над уровнем земли (H, в метрах) и длины гирлянды изоляторов (m, в метрах), [$S_{в.о} > 0{,}1 \cdot H + m$],

13.32 Тросовые молниеотводы ВЛ напряжением 110 кВ и выше следует присоединять к заземленным конструкциям ОРУ.

От стоек конструкций ОРУ напряжением 110-220 кВ, к которым присоединены тросовые молниеотводы, должны быть проложены заземляющие проводники не менее чем по двум-трем направлениям с углом не менее 90° между ними.

13.33 Тросовые молниеотводы, защищающие подходы ВЛ напряжением 35 кВ, разрешается присоединять к заземленным конструкциям ОРУ при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон:

- до 750 Ом·м - независимо от площади заземляющего контура ПС;
- более 750 Ом·м - при площади заземляющего контура ПС 10000 м^2 и более.

От стоек конструкций ОРУ напряжением 35 кВ, к которым присоединены тросовые молниеотводы, заземляющие проводники должны быть проложены не менее чем по двум-трем направлениям с углом не менее 90° между ними. Кроме того, на каждом направлении должно быть установлено по одному вертикальному электроду длиной от 3 до 5 м на расстоянии не менее 5 м.

13.34 Сопротивление заземлителей ближайших к ОРУ опор ВЛ напряжением 35 кВ не должно превышать 10 Ом.

13.35 Если выполнение заземлителей с требуемыми сопротивлениями заземления оказывается невозможным, должны быть применены горизонтальные заземлители, прокладываемые вдоль оси ВЛ от опоры к опоре (заземлители - противовесы) и соединяемые с заземлителями опор в зоне защиты подходов ВЛ.

13.36 На трансформаторных порталах, порталах шунтирующих реакторов и конструкциях ОРУ, удаленных от трансформаторов или реакторов по заземляющим проводникам на расстоянии менее 15 м, молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон не более 350 Ом·м и при соблюдении следующих условий:

- непосредственно на всех выводах обмоток напряжением 35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них по ошиновке, включая ответвления к защитным аппаратам, должны быть установлены ОПН напряжением 35 кВ;
- должно быть обеспечено растекание тока молнии от стойки конструкции с молниеотводом по трем-четырем направлениям с углом не менее 90° между ними;
- на каждом направлении, на расстоянии 3-5 м от стойки с молниеотводом, должно быть установлено по одному вертикальному электроду длиной 5 м;
- на ПС с высшим напряжением 35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ;
- заземляющие проводники защитных аппаратов (ОПН) и силовых трансформаторов рекомендуется присоединять к заземляющему устройству ПС поблизости один от другого или выполнять их так, чтобы место присоединения ОПН к заземляющему устройству находилось между точками присоединения заземляющих проводников портала с молниеотводом и трансформатора. Заземляющие проводники измерительных трансформаторов тока необходимо присоединить к заземляющему устройству ПС в наиболее удаленных местах от заземления защитных аппаратов.

13.37 Основные параметры ОПН:

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- защитный уровень при номинальном разрядном токе;
- длительность допустимых повышений напряжений

13.37.1 Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение следует выбирать от 2 до 5 % выше наибольшего рабочего напряжения сети, в которой он установлен. Рекомендуемые значения наибольших длительно допустимых рабочих напряжений приведены в таблице 2.

13.37.2 Номинальный разрядный ток должен быть не ниже 5, 10 и 20 кА соответственно для классов напряжения 35, 110–330 кВ и 500–750 кВ;

13.37.3 Защитный уровень выбирается с учетом координации с изоляцией защищаемого оборудования;

13.37.4 При выборе типа ОПН длительность допустимых повышений напряжения на ОПН следует сопоставить с временем действия резервных релейных защит при однофазном замыкании на землю, одностороннем включении линии, переходном резонансе на высших гармониках и восстанавливающемся напряжении в цикле ОАПВ, установке ОПН в ячейках линейных присоединений.

Если расчетные повышения напряжения при определенных длительностях превышают нормированные для ОПН (таблица 13.2, то следует выбрать ОПН с более высоким значением наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения.

Таблица 2 – Рекомендуемые наибольшие длительно допустимые рабочие напряжения ОПН

в киловольтах

Наименование показателя	Класс напряжения						
	35	110	150	220	330	500	750
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение	40,5	73-88	100-110	146-176	210-230	318-333	455-475

13.38 При вводе ВЛ в ЗРУ ПС через проходные изоляторы, расположенные на расстоянии менее 10 м от токопроводов и других связанных с ним токоведущих частей, указанные вводы должны быть защищены ОПН.

13.39 При присоединении ОПН к заземляющим проводникам ПС на расстояния менее 15 м по указанным проводникам от точки присоединения силовых трансформаторов необходимо выполнение условий 13.36.

13.40 Расстояние от ОПН до отключенного конца линии (аппарата) должно быть не более 60 м для ВЛ 110 кВ и не более 40 м для ВЛ напряжением 35 кВ.

13.41 На ВЛ, работающих на пониженном относительно класса изоляции напряжении, на первой опоре защищенного подхода в зависимости от расстояния установки ОПН от защищаемого оборудования на ПС, должны быть установлены

ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением, превышающим от 5 до 10 % рекомендуемые таблицей 2.

Допускается шунтировать перемычками часть изоляторов в гирляндах на нескольких смежных опорах (при отсутствии загрязнения изоляции промышленными, солончаковыми, морскими и другими уносами). Число изоляторов в гирляндах, оставшихся не зашунтированными, должно соответствовать рабочему напряжению.

13.42 Количество и места установки ОПН в РУ ПС следует выбирать, исходя из принятых на расчетный период схем электрических соединений, числа ВЛ и трансформаторов.

Аварийные и ремонтные работы при этом не учитываются.

13.43 Расстояния по ошиновке, включая ответвления, от ОПН до оборудования следует выбирать с учетом координации их защитных характеристик с изоляцией защищаемого оборудования и должны находиться в диапазоне, приведенном в таблицах 3–7.

Приведенные в таблицах 3–7 наибольшие допустимые расстояния до электрооборудования соответствуют его изоляции категории «б» по ГОСТ 1516.3, раздел 4, п.4.5.1, таблицы 2-4.

При превышении указанных расстояний должны быть дополнительно установлены защитные аппараты на шинах или линейных присоединениях.

13.44 Расстояние от ОПН до защищаемого оборудования определяется с учетом параметров ОПН, требуемого уровня ограничения перенапряжений, схемы РУ, числа отходящих ВЛ и длины подхода ВЛ.

13.45 В таблицах 13.3-13.7 для ОПН с остающимися напряжениями $U_{норм}$, равными 105, 265, 370, 515, 725, 1070 и 1650 кВ при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 5 кА для классов напряжения ОПН соответственно 35, 110, 150, 220, 330, 500 кВ и 10 кА для класса напряжения ОПН 750 кВ, приведены значения наибольших допустимых расстояний $L_{норм}$ от ОПН до защищаемого оборудования с уровнем изоляции «б» по ГОСТ 1516.3, раздел 4, п.4.5.1, таблицы 2-4.

13.46 При установке в РУ ОПН с другими значениями остающегося напряжения $U_{опн}$, не равными $U_{норм}$ ($U_{опн} \neq U_{норм}$), расстояние до защищаемого оборудования $L_{опн}$, определяют:

- для защиты оборудования с уровнем изоляции «б», по формуле:

$$L_{опн} = L_{норм.} \frac{U_{исп.б} - U_{опн}}{U_{исп.б} - U_{норм.}}, \quad (1)$$

- для защиты оборудования с уровнем изоляции «а» по формуле:

$$L_{опн} = L_{норм.} \frac{U_{исп.а} - U_{опн}}{U_{исп.а} - U_{норм.}} \quad (2)$$

где $U_{\text{исп.}а}$, $U_{\text{исп.}б}$ – испытательные напряжения полного грозового импульса защищаемого оборудования, для изоляции категорий «а» и «б» по ГОСТ 1516.3 [раздел 4, п. 4.5.1, таблицы 2-4], в киловольтах.

13.47 Обмотки трансформаторов (автотрансформаторов) должны быть защищены от грозовых и коммутационных перенапряжений с помощью ОПН.

13.48 В цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов ОПН должны быть установлены без коммутационных аппаратов между ними и защищаемым оборудованием.

Защитные аппараты при нахождении оборудования под напряжением должны быть постоянно включены.

13.49 При присоединении трансформатора к РУ кабельной линией классов напряжения 110 кВ и выше в месте присоединения кабеля к шинам РУ с ВЛ должен быть установлен комплект ОПН. Заземляющий зажим ОПН должен быть присоединен к металлическим оболочкам кабеля. В случае присоединения к шинам РУ нескольких кабелей, непосредственно соединенных с трансформаторами, на шинах РУ устанавливается один комплект ОПН. Место их установки следует выбирать, возможно, ближе к местам присоединения кабелей.

При длине кабеля больше удвоенного расстояния, указанного в таблицах 3–7, ОПН с такими же остающимися напряжениями, как у защитного аппарата в начале кабеля, устанавливается у трансформатора.

13.50 Оболочки кабельных линий должны быть заземлены на обоих концах. Если это невозможно для однофазных кабелей из-за сокращения нагрузочной способности кабелей, незаземленный конец кабельной оболочки следует защитить ОПН. Номинальное напряжение ОПН должно быть выше индуцированного напряжения между оболочкой и землей при максимальном токе замыкания. Это определяет наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение. Номинальный разрядный ток должен быть таким же, как для ОПН фаза-земля по концам кабеля. Защитный уровень должен быть как можно более низким, так как выдерживаемая прочность оболочки во время ее эксплуатации определяется плохо и не гарантируется, каким бы то ни было, стандартным испытанием.

13.51 Кабельные вставки классов напряжений от 35 до 220 кВ (на ОРУ с воздушными линиями, ОРУ с кабельными заходами, ЗРУ) при их длине менее 1,5 км должны быть защищены с обеих сторон защитными аппаратами. Кабели классов напряжений от 35 до 220 кВ защищаются ОПН. При длине кабеля 1,5 км и более на ВЛ с металлическими и железобетонными опорами установка ограничителей по концам кабеля не требуется.

Таблица 3 – Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования напряжением 35 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Тип опор на подходах ВЛ к подстанциям	Длина защищенного тросом подхода ВЛ, км	Расстояния до силовых трансформаторов, м						Расстояния до остального оборудования, м			
			Тупиковые РУ		РУ с двумя постоянно включенными ВЛ		РУ с тремя или более постоянно включенными ВЛ		Тупиковые РУ		РУ с двумя или более постоянно включенными ВЛ	
			Количество ОПН, комплектов									
			1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
35	Опоры с горизонтальным расположением фаз	0,5	27	40	40	54	48	61	34	54	40	68
		1,0	54	82	68	136	123	163	102	136	136	204
		1,5	82	123	109	163	163	204	136	177	170	272
		2,0 и более	102	136	136	204	204	245	170	204	204	272
	Опоры с негоризонтальным расположением фаз	1,0	27	40	40	54	54	68	54	82	68	136
		1,5	40	68	68	82	82	95	82	123	109	163
		2,0 и более	61	95	95	123	123	136	95	163	123	204

Таблица 4 – Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования классов напряжения от 110 до 220 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Тип опор на подходах ВЛ к подстанциям	Длина защищенного тросом подхода ВЛ, км	Расстояния до силовых трансформаторов, м						Расстояния до остального оборудования, м			
			Тупиковые ПС		ПС с двумя постоянно включенными ВЛ		ПС с тремя или более постоянно включенными ВЛ		Тупиковые ПС		ПС с двумя или более постоянно включенными ВЛ	
			Количество ОПН, комплектов									
			1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
110	Опоры с горизонтальным расположением фаз	1,0	40	100	60	120	80	125	130	180	140	190
		1,5	70	150	80	160	100	175	150	200	180	200
		2,0	90	180	100	200	120	250	180	220	200	200
		2,5	120	220	125	250	135	250	220	250	200	200
		3,0 и более	150	250	160	250	170	250	250	250	250	250
	Опоры с негоризонтальным расположением фаз	1,0	20	50	30	75	40	100	80	110	170	170
		1,5	40	80	50	100	60	130	120	160	160	200
		2,0	70	120	70	150	90	190	140	180	180	250
		2,5	90	160	100	200	120	250	160	230	200	200
		3,0 и более	120	200	130	250	140	250	180	250	220	250
220	Опоры с горизонтальным расположением фаз	2,0	-	65	60	100	90	110	100	210	200	200
		2,5	35	75	70	140	100	150	220	250	250	350
		3,0 и более	80	100	90	170	120	180	160	280	270	400
	Опоры с негоризонтальным расположением фаз	2,0	10	35	45	60	45	65	75	130	100	150
		2,5	15	70	65	90	80	90	100	180	140	220
		3,0 и более	40	90	85	110	110	120	140	230	180	300

Примечания:

1 Расстояния от ОПН до электрооборудования, кроме силовых трансформаторов, не ограничиваются при числе параллельно работающих ВЛ: на напряжении 110 кВ - семь и более; на 220 кВ -четыре и более.

2 Допустимые расстояния определяются до ближайшего ОПН.

3 При отличающихся данных защищенного тросом подхода допускается линейная интерполяция допустимого расстояния.

Таблица 5 – Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования класса напряжения 330 кВ

Тип подстанции, число ВЛ	Число комплектов ОПН, место установки	Длина защищенного тросом подхода ВЛ, км	Расстояние, м					
			До силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов		До трансформаторов напряжения		До остального оборудования	
			Опоры с горизонтальным расположением фаз	Опоры с негоризонтальным расположением фаз	Опоры с горизонтальным расположением фаз	Опоры с негоризонтальным расположением фаз	Опоры с горизонтальным расположением фаз	Опоры с негоризонтальным расположением фаз
Тупиковая, по схеме блока трансформатор-линия	Один комплект ОПН у силового трансформатора	2,5	45	-	75	-	135	105
		3,0	70	20	90	30	145	115
		4,0	105	50	120	85	155	135
Тупиковая, по схеме объединенный блок	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	2,0	70	-	215	-	345	290
		2,5	115	20	250	105	350	330
		3,0	155	65	270	205	365	350
Проходная с двумя ВЛ и одним трансформатором, по схеме треугольник	Один комплект ОПН у силового трансформатора	2,0	80	-	165	-	405	310
		2,5	115	50	215	125	425	360
		3,0	155	80	260	155	440	395
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами, по схеме мостик	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	2,0	60	-	330	-	435	310
		2,5	80	20	415	270	515	370
		3,0	135	60	490	320	600	430
Проходная с двумя ВЛ и одним трансформатором, по схеме четырехугольник	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	2,0	155	-	515	-	1035	1035
Подстанция с тремя и более отходящими ВЛ и двумя трансформаторами	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	2,0	155	40	990	-	1035	1035
		2,5	225	80	1035	415	1035	1035
		3,0	310	145	1035	1035	1035	1035
Подстанция с тремя и более отходящими ВЛ и одним трансформатором	Один комплект ОПН у силового трансформатора	2,0	105	30	725	-	1035	775
		2,5	180	70	825	205	1035	1035
		3,0	260	105	850	725	1035	1035

Таблица 6 – Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования класса напряжения 500 кВ

Тип подстанции, число ВЛ	Число комплектов ОПН, место установки	Расстояние*, м		
		До силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов	До трансформаторов напряжения	До остального оборудования
Тупиковая, по схеме блока трансформатор-линия	два комплекта ОПН: один комплект у силового трансформатора, другой – на шинах, в линейной ячейке или на реакторном присоединении	95	$\frac{150}{700}$	$\frac{150}{700}$
Проходная с двумя ВЛ и одним трансформатором, по схеме треугольник	два комплекта ОПН: один комплект у силового трансформатора, другой – на шинах, в линейной ячейке или на реакторном присоединении	130	$\frac{350}{700}$	$\frac{350}{900}$
Проходная с двумя ВЛ и двумя трансформаторами, по схеме четырехугольник	Два комплекта ОПН у силовых трансформаторов	160	350	800
Подстанция с тремя и более отходящими ВЛ и двумя трансформаторами		240	450	900
Подстанция с тремя и более отходящими ВЛ и одним трансформатором	Один комплекта ОПН у силового трансформатора	175	400	600

Примечание –* В значениях, указанных дробью, числитель – допустимое расстояние до ближайшего ОПН (в линейной ячейке, на шинах или на реакторном присоединении), знаменатель – до ОПН, установленного у силового трансформатора.

Таблица 7 – Наибольшие допустимые расстояния от ОПН до защищаемого оборудования класса напряжения 750 кВ

Тип подстанции, число ВЛ	Число комплектов ОПН, место установки	Расстояние[1], м		
		До силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов	До трансформаторов напряжения	До остального оборудования
Тупиковая, по схеме блок трансформатор-линия с одним шунтирующим реактором	три комплекта ОПН, один комплект - у силового трансформатора, другой – у реактора третий в линейной ячейке	115	310	1560
Тупиковая, по схеме трансформатор-линия с двумя шунтирующими реакторами	три комплекта ОПН, первый комплект - у силового трансформатора, второй и третий – у реактора	115	215	545
	четыре комплекта ОПН, первый комплект - у силового трансформатора, второй и третий – у реакторов, четвертый – в линейной ячейке	215	360	1560
Тупиковая, по схеме два трансформатора - линия с одним шунтирующим реактором	три комплекта ОПН, два комплекта - у силовых трансформаторов, третий - у реактора	75	215	545
Проходная, по схеме трансформатор-две линии с шунтирующими реакторами	три комплекта ОПН, один комплект - у силового трансформатора, два комплекта - у реактора	155	185	545[2]
Проходная, по схеме два трансформатора - две линии с шунтирующими реакторами	четыре комплекта ОПН, два комплекта - у силовых трансформаторов, два комплекта - у реакторов	185	185	545

Примечания:

[1] При расстоянии от оборудования, установленного на вводе ВЛ на подстанцию (конденсатор связи, линейный разъединитель и др.), до точки присоединения ВЛ к ошиновке подстанции – не более 45 м.

[2] То же, не более 90 м.

13.52 Расстановка ОПН в случае применения КРУЭ осуществляется следующим образом: снаружи КРУЭ в любой точке между вводом воздушной линии в КРУЭ и последней опорой (порталом) для защиты от грозовых перенапряжений. В случае применения кабельных линий или кабельных вставок ОПН устанавливается в месте перехода кабеля в воздушную линию. Установка ОПН со стороны трансформаторов (автотрансформаторов, ШР) может осуществляться как снаружи, так и внутри КРУЭ в цепи присоединения трансформатора (автотрансформатора, ШР). Необходимость установки ОПН в цепях присоединения трансформаторов (автотрансформаторов, ШР), на шинах КРУЭ определяется дополнительным расчетом в зависимости от мест расположения ирасстояний от ОПН до защищаемого оборудования, параметров ОПН и количества отходящих от шин присоединений. Параметры ОПН определяются расчетом с учетом мест их расположения, расстояний до защищаемого оборудования и обеспечения необходимого уровня защиты оборудования, как от грозовых, так и от коммутационных перенапряжений.

13.53 Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей. Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, может быть выполнена заземлением одной из вершин треугольника, одной из фаз или нейтрали звезды либо установкой ОПН соответствующего класса напряжения на каждой фазе.

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

13.54 Для защиты нейтралей обмоток классов напряжений от 110 до 150 кВ силовых трансформаторов, имеющих изоляцию, пониженную относительно изоляции линейного ввода обмотки и допускающую работу с разземленной нейтралью, следует устанавливать ОПН, обеспечивающие защиту их изоляции и выдерживающие в течение 20 мин квазиустановившиеся перенапряжения при несимметричном режиме, в том числе в случае обрыва провода фазы линии.

В нейтрали трансформатора, изоляция которой не допускает раз-земления, установка разъединителей не допускается.

13.55 Защиту ПС классов напряжений от 35 до 110 кВ с трансформаторами мощностью до 40 МВА, присоединенных к ответвлениям протяженностью менее требуемой длины защищаемого подхода (см. таблицу 1) ВЛ без троса, допускается выполнять по схеме, включающей:

- ОПН, устанавливаемый на ПС на расстоянии не более 15 м от силового трансформатора;
- тросовые молниеотводы подхода к ПС на всей длине ответвления; при длине ответвления менее 150 м следует дополнительно защищать тросовыми или

стержневыми молниеотводами по одному пролету действующей ВЛ в обе стороны от ответвления;

- на деревянных опорах с сопротивлением заземлителя не более 10 Ом комплекты защитных аппаратов ОПН1, ОПН2 с наибольшими длительно допустимыми рабочими напряжениями от 5 до 10 % выше рекомендуемого по таблице 2 устанавливаются: ОПН2 – на первой опоре с тросом со стороны ВЛ или на границе участка, защищаемого стержневыми молниеотводами; ОПН1 - на незащищенном участке ВЛ на расстоянии от 150 до 200 м от ОПН2.

При длине подхода более 500 м установка комплекта ОПН1 не требуется.

13.56 Защита ПС, на которых расстояния между защитным аппаратом и трансформатором превышают 15 м, выполняется в соответствии с требованиями, приведенными в 13.42-13.46.

Защиту ПС, в соответствии с указанными выше требованиями, допускается выполнять и в случае присоединения ПС к действующим ВЛ с помощью коротких подходов. При этом трансформаторы должны быть защищены ОПН.

13.57 В районах с удельным сопротивлением земли 1 000 Ом·м и более сопротивление заземления защитных аппаратов классов напряжений от 35 до 110 кВ ОПН1 и ОПН2 с наибольшими длительно допустимыми рабочими напряжениями от 5 до 10 % выше рекомендуемого по таблице 2, устанавливаемых для защиты ПС, которые присоединяются к действующим ВЛ на ответвления или с помощью коротких заходов, должно быть не более 30 Ом. При этом заземлитель ОПН2 должен быть соединен с заземляющим устройством ПС.

14 Требования к защите от внутренних перенапряжений

14.1 Электрические сети напряжением 35 кВ должны работать с изолированной, заземленной через дугогасящий реактор (ДГР) или резистор нейтралью. В электрических сетях напряжением 35 кВ с компенсацией емкостного тока однофазного замыкания на землю степень несимметрии емкостей фаз относительно земли не должна превышать 0,75%. Выравнивание емкостей фаз относительно земли должно осуществляться транспозицией проводов и распределением конденсаторов высокочастотной связи. Число дугогасящих реакторов и места их установки должны определяться для нормального режима работы сети с учетом возможных делений ее части и вероятных аварийных режимов.

Защищу от внутренних перенапряжений выполняют с учетом требований ГОСТ Р 52725 и СТО 70238424.29.240.99.005-2011.

14.2 ДГР рекомендуется подключать к нейтрали трансформатора, имеющего соединение обмоток «звезда-треугольник» или «зигзаг». Дугогасящие реакторы могут устанавливаться на всех ПС, кроме тупиковых, связанных с электрической сетью не менее чем двумя линиями электропередачи.

14.3 Установка дугогасящих реакторов на тупиковых ПС не допускается.

14.4 Запрещается присоединять ДГР к трансформатору, установленному в конце одноцепной тупиковой линии.

14.5 Дугогасящие реакторы не допускается включать в нейтрали трансформаторов, присоединенных к шинам через предохранители.

14.6 Мощность дугогасящих реакторов выбирается по значению полного емкостного тока замыкания на землю с учетом развития сети в ближайшие 10 лет.

14.7 Рекомендуется использование автоматически настраиваемой компенсации емкостного тока замыкания на землю.

14.8 В электрических сетях напряжением 35 кВ с изолированной нейтралью следует принимать меры для предотвращения феррорезонансных процессов и самопроизвольных смещений нейтрали.

14.9 В электрических схемах напряжением 35 кВ, в которых имеются СК с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора, вследствие значительной активной проводимости изоляции СК на землю защита от феррорезонансных процессов не требуется.

14.10 В сетях классов напряжений 330, 500 и 750 кВ в зависимости от схемы сетей, количества линий и трансформаторов следует предусматривать меры по ограничению длительных повышений напряжения и внутренних перенапряжений. Необходимость ограничения квазиустановившихся и внутренних перенапряжений и параметры средств защиты от них определяются на основании расчетов перенапряжений.

14.10.1 Напряжение на электрооборудовании не должно превышать допустимого уровня в соответствии с ГОСТ 1516.3, как в нормальных, так и в аварийных режимах работы сети.

14.10.2 Ограничение длительных повышений напряжения должно осуществляться за счет установки шунтирующих и компенсационных реакторов, схемных мероприятий, системной и противоаварийной автоматики, в частности автоматики от повышения напряжения.

14.10.3 В сетях напряжением 500-750 кВ для ограничения длительных повышений напряжений должна предусматриваться установка ШР, обеспечивающих степень компенсации зарядной мощности линий класса 500 кВ не менее 80%, а линий класса 750 кВ - 100%.

14.10.4 ШР должны подключаться к линии через коммутационные аппараты.

14.10.5 Коммутационные перенапряжения на шинах ПС 330, 500 и 750 кВ должны быть ограничены в зависимости от уровня изоляции оборудования.

С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений следует применять ОПН, выключатели с предвключаемыми резисторами или другие средства, а также сочетания их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения.

14.11 Установка управляемых шунтирующих реакторов (УШР) и применение ОАПВ допускается, если время перехода УШР из режима холостого хода в режим номинальной нагрузки не превышает пределов от 0,05 до 0,10 с.

14.12 Если расчеты показывают, что на отключенной в режиме ОАПВ фазе ВЛ с ШР возможны резонансные повышения напряжения, то следует либо отключить часть ШР, либо в нейтраль ШР подключить нулевой реактор Значение сопротивления нулевого реактора для ликвидации резонанса определяется расчетом.

14.13 Для ПС классов напряжений от 110 до 500 кВ должны предусматриваться технические решения, исключающие возможность появления феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных трансформаторов напряжения и емкостных делителей напряжения выключателей.

Для предотвращения появления феррорезонансных перенапряжений рекомендуется:

- применение выключателей без емкостных делителей напряжения;
- применение антирезонансных трансформаторов напряжения;
- применение емкостных трансформаторов напряжения (НДЕ). На ПС напряжением 500 кВ рекомендуется применение емкостных трансформаторов напряжения при установке выключателей с суммарной емкостью делителей напряжения 500 пФ и более.

14.14 При наличии на ПС электромагнитных трансформаторов напряжения типа НКФ и выключателей с емкостными делителями напряжения в случае необходимости следует предусматривать специальные мероприятия по предотвращению или подавлению феррорезонанса.

К таким решениям относят:

- увеличение емкости ошиновки РУ путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например конденсаторов связи. Суммарная емкость их должна быть достаточной для вывода схемы из зоны, опасной с точки зрения феррорезонанса. Подключаться конденсаторы к шинам должны без выключателей;
- введение запрета на отключение одной из ВЛ, отходящей от шин РУ и отключенной с противоположной стороны, либо на отключение трансформатора или автотрансформатора, у которого предварительно отключено напряжение со стороны обмоток НН. Трансформатор должен иметь заземленную нейтраль обмотки, присоединенной к отключаемым шинам;
- замена при необходимости электромагнитных трансформаторов напряжения типа НКФ на емкостные трансформаторы напряжения или трансформаторы напряжения типа НАМИ.

14.15 Если к линии электропередаче напряжением 110 кВ подключены на отпайках трансформаторы с изолированной нейтралью обмоток ВН, то следует заземлить нейтраль хотя бы одного трансформатора, при этом предпочтительно заземление нейтрали трансформатора на тупиковой подстанции.

15 Требования к биологической защите от воздействия электрических и магнитных полей

15.1 На ПС классов напряжений от 330 кВ и выше в зонах пребывания обслуживающего персонала (пути передвижения обслуживающего персонала, рабочие места) напряженность электрического поля (ЭП) должна быть в пределах допустимых уровней, установленных ГОСТ 12.1.002.

15.2 На ПС классов напряжений от 330 кВ и выше допустимые уровни напряженности ЭП в зонах пребывания обслуживающего персонала должны обеспечиваться конструктивно-компоновочными решениями с использованием стационарных и инвентарных экранирующих устройств.

15.3 В производственных и складских зданиях на ПС напряжением 330 кВ и выше напряженность электрического поля (ЭП) должна быть в пределах допустимых уровней, установленных ГОСТ 12.1.002. Должен быть обеспечен экранированный подход к входам в эти здания. Экранирование подходов не требуется, если вход в здание, расположенное в зоне влияния, находится с внешней стороны по отношению к токоведущим частям.

15.4 Производственные помещения, рассчитанные на постоянное пребывание персонала, не должны размещаться в непосредственной близости от токоведущих частей ЗРУ и других электроустановок, а также под и над токоведущими частями оборудования, за исключением случаев, когда рассчитываемые уровни магнитных полей не превышают предельно допустимых значений.

Зоны пребывания обслуживающего персонала должны быть расположены на расстояниях, обеспечивающих соблюдение предельно допустимых уровней магнитного поля.

15.5 Экранирование источников магнитных полей (МП) или рабочих мест при необходимости обеспечения допустимых уровней МП должно осуществляться посредством ферромагнитных экранов, толщина и геометрические размеры которых следует рассчитывать по коэффициенту экранирования:

$$K_Э = H_B / H_{доп}, \qquad (3)$$

где $H_в$ - наибольшее возможное значение напряженности МП на рабочем месте, А/м;

$H_{доп}$ – допустимое значение напряженности МП;

$H_{доп}$ определяется в зависимости от времени пребывания персонала на рабочих местах по санитарным нормам СанПиН 2.2.4.1191-03 [8].

16 Требования к масляному хозяйству

16.1 Для обслуживания маслонаполненного оборудования должны быть организованы централизованные масляные хозяйства, оборудованные

резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла. Местоположение и объем централизованных масляных хозяйств определяется схемой организации эксплуатации энергосистемы.

Основные требования к маслохозяйствам электрических станций и сетей приведены в СТО 70238424.27.100.051-2009

16.2 На ПС классов напряжений от 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС класса напряжения от 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВА и более предусматривают масляные хозяйства, состоящие из склада масла и мастерской маслохозяйства с оборудованием для обработки и анализа масла.

Склады масла таких маслохозяйств на ПС должны иметь три резервуара изоляционного масла.

Емкость каждого резервуара должна быть не менее емкости одного наиболее крупного трансформатора с запасом 10 %.

В зависимости от оснащенности энергосистемы передвижными установками по обработке масла и транспортных связей между ПС и централизованным маслохозяйством энергосистемы мастерская маслохозяйства может оснащаться не всеми стационарными установками по обработке масла или совсем не сооружаться. В последнем случае необходимо предусматривать аппаратную маслохозяйства с коллектором для присоединения передвижных маслообрабатывающих установок изоляционного масла.

16.3 На ПС с синхронными компенсаторами должны сооружаться два стационарных резервуара турбинного масла вне зависимости от количества и объема резервуаров изоляционного масла. Системы турбинного и изоляционного масла должны быть независимыми.

Объем каждого резервуара должен быть не менее 110% объема масляной системы наибольшего синхронного компенсатора, устанавливаемого на данной подстанции.

16.4 Резервуары открытых складов масла должны быть расположены на расстоянии:

- до зданий и сооружений ПС складов общей вместимостью до:
  а) до 100 т масла включительно – не менее 12,0 м;
  б) свыше 100 т не менее 18,0 м;
- до жилых и общественных зданий не менее 15,0 м и 22,5 м соответственно;
- до аппаратной маслохозяйства не менее 8 м;
- до внешней ограды ПС:
  а) при устройстве охранной периметральной сигнализации – не менее 6,5 м;
  б) в остальных случаях не менее 4 м.

16.5 Требования к отводу масла

16.5.1 Для предотвращения растекания масла при повреждении маслонаполненного оборудования на ПС должны быть предусмотрены устройства по сбору и удалению масла (маслоприемники, маслоотводы и маслосборники) с целью исключения возможности растекания его по территории и попадания в водоемы, а также распространения пожара.

16.5.2 Маслоотводы выполняются закрытыми, в отдельных случаях (например, при сильнопучинистых грунтах, при высоких уровнях грунтовых вод и пр.), при специальном обосновании, допускаются открытые маслоотводы при соблюдении следующих условий:

- при сооружении бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла.
- трасса маслоотводов должна проходить на расстоянии не менее 10 м от маслонаполненной аппаратуры.
- сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник закрытый, с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

16.5.3 Допускается размещение маслосборника вне ограды ПС (преимущественно для комплектных трансформаторных подстанций и ПС класса напряжения 110 кВ по блочным и мостиковым схемам) при условии его ограждения, обеспечения подъезда автотранспорта и согласовании с землевладельцем.

16.5.4 Маслосборники рассчитываются из условий размещения 100 % масла, содержащегося в наибольшем трансформаторе, 80 % расчетного расхода воды от автоматического пожаротушения, с предусматриваемой сигнализацией наличия условно чистой воды, с выводом сигнала на щит управления.

На ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100 % масла и 20 % расчетного расхода воды из гидрантов.

16.5.5 Для ПС класса напряжения 750 кВ рекомендуется размещать маслосборники вблизи маслонаполненного оборудования.

16.5.6 Для закрытых ПС маслосборник предусматривают за пределами здания.

16.5.7 После ликвидации аварии на трансформаторе весь объем стоков, собранный в (зачистной) резервуар маслосборник, вывозят автотранспортом на регенерацию, а резервуары маслосборника зачищают до суха.

16.5.8 Для (ливневых стоков) дождевой воды, поступающей из маслоприемников трансформаторов в (зачистной) резервуар маслосборник, предусматривают ее вывод на очистные сооружения. Для (ливневых стоков) дождевой воды после очистки предусматривают отвод в коллектор хозяйственно-бытовой или ливневой канализации, а при отсутствии последних – на рельеф.

17 Требования к элегазовому хозяйству

Для обеспечения технического обслуживания элегазового оборудования на ПС должны предусматриваться помещения для хранения баллонов с элегазом

(SF_6) и газотехнологического оборудования для заполнения, удаления, проверки, обработки (очистки) и хранения элегаза, а также соответствующей аппаратуры для контроля давления и разряжения элегаза в соответствии с руководством ГОСТ Р 54426.

Помещения с элегазовым оборудованием и баллонами с элегазом должны оснащаться датчиками обнаружения утечки элегаза и приточно-вытяжной вентиляцией.

18 Требования к водоснабжению

18.1 На ПС с постоянным присутствием обслуживающего персонала, и на ПС без обслуживающего персонала с дежурством на дому при расположении жилого дома вблизи ПС, целесообразно предусматривать хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к существующим сетям общего пользования, а при отсутствии таковых – предусматривать простейшие очистные сооружения по согласованию с органами санитарного надзора.

18.2 ПС с постоянным присутствием обслуживающего персонала, а также при наличии вблизи них жилых зданий, должны быть обеспечены питьевой водой. Обеспечение питьевой водой может быть обеспечено сооружением хозяйственно-питьевого водопровода, артезианских скважин или колодцев.

При невозможности сооружения хозяйственно-питьевого водопровода допускается использование водозаборных скважин, шахтных колодцев.

Если вода из колодцев непригодна для питья или ПС размещается в районах с глубиной промерзания грунтов более 2,0 м, а также с многолетнемерзлыми и скальными грунтами, необходимо предусматривать доставку (передвижными и/или подвижными средствами) и размещение запасов питьевой воды.

18.3 Для ПС с обслуживающим персоналом, имеющих водопровод, должно предусматриваться устройство утепленных туалетов с канализацией. При отсутствии вблизи ПС канализационных магистралей допускается выполнение местных канализационных устройств (отстойники, фильтры). Для ПС без обслуживающего персонала допускается устройство неутепленных туалетов с водонепроницаемыми выгребами.

18.4 При расположении ПС классов напряжений от 35 кВ и выше без обслуживающего персонала вблизи существующих или проектируемых систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 500 м) в здании ОПУ должен предусматриваться водопровод и санитарно-технические блоки (душ, умывальник, унитаз).

На ПС без ОПУ водопровод и санитарно-технические блоки должны быть предусмотрены в помещении для приезжего оперативного и ремонтно-эксплуатационного персонала.

18.5 Выбор материала для устройства водопроводных сетей на территории ПС следует предусматривать в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

При соответствующем обосновании сети водопровода допускается выполнять из металлических труб. В этом случае рекомендуется выполнение труб из оцинкованного металла.

Сети канализации рекомендуется выполнять из полиэтиленовых труб с учетом требований, изложенных в СНиП 2.04.02-84 [4] и СНиП 2.04.01-85 [5].

Сети противопожарного водопровода на подстанциях первой группы следует предусматривать из стальных труб. Допускается применение труб из полимерных материалов при соответствующем обосновании согласно 8.21 СНиП 2.04.02-84 [4].

18.6 Жесткая заделка труб в стенах и фундаментах зданий при наличии просадочных грунтов, а так же при сейсмичности выше 6 баллов не допускается.

Зазоры должны быть заделаны плотными эластичными материалами.

18.7 Системы технического водоснабжения для нужд охлаждения СК следует проектировать по оборотной схеме.

19 Требования пожарной безопасности

19.1 Здания ПС должны иметь степень огнестойкости не ниже II.

19.2 Категория помещений и зданий ПС по взрывопожаробезопасности принимается в соответствии с СП 12.13130.2009 [6].

19.3 Здания, помещения и сооружения ПС в соответствии с СП 5.13130.2009 [7] должны быть оборудованы автоматическими средствами пожаротушения (АУПТ) и автоматической пожарной сигнализацией (АУПС).

19.4 Степень огнестойкости зданий и предел огнестойкости строительных конструкций следует принимать в соответствии с 5.17 СНиП 21-01-97 [2].

19.5 Противопожарные мероприятия разрабатывают в соответствии с требованиями Федеральных законов Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

20 Охрана окружающей среды

20.1 При строительстве и постоянной эксплуатации ПС должны выполняться мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов, охране водных ресурсов, охране растительности и животного мира наземных экосистем, мероприятия по снижению отрицательного влияния на местный климат, мероприятия в социальной сфере, мероприятия по организации мониторинга взаимоотношений объекта с окружающей средой, а также выводы о соответствии принятых решений действующему природоохранному законодательству Российской Федерации.

20.2 Конструктивные технические решения при проектировании и реконструкции ПС должны соответствовать действующим нормативам окружающей среды и соответствовать СТО 56947007-29.240.037-2010, СТО 56947007-29.240.040-2010 и СТО 56947007-29.240.038-2010 с учетом СТО 56947007-29.240.039-2010. В частности должны предусматриваться:

- мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений (применение стационарных, переносных и съемных экранирующих устройств, обеспечение заземления всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, находящихся в электрическом поле, выбор соответствующей высоты установки оборудования и др.
- засыпка гравием маслоприемников под трансформаторами при его открытой установке;
- сигнализация наполнения и средств удаления из маслосборников воды;
- специальная площадка для складирования банок конденсаторной батареи, при наличии ее на ПС и др.

20.3 При проектировании новой или реконструируемой ПС необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень шума на территории жилой застройки, в соответствии с гигиеническими нормами.

Необходимость возведения шумозащитных сооружений определяется на основании акта натурных замеров шума от существующих трансформаторов (реакторов) в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, находящихся в районе ПС.

20.4 При расположении ПС в районах массового гнездования и мест остановки перелетных птиц при перелетах, для предотвращения их гибели следует предусматривать закрытие отверстий полых железобетонных стоек опор сетками или наголовниками, а также установку на порталах и опорах отходящих линий классов напряжений от 330 кВ и выше и соответствующих заградителей (защит).

21 Приемка в эксплуатацию

21.1 ПС после завершения строительством, расширения и/или реконструкции или пусковые комплексы, должны быть приняты в эксплуатацию.

21.2 Пусковой комплекс должен включать в себя часть полного проектного объема ПС, состоящего из совокупности сооружений и объектов, отнесенных к определенным энергоустановкам либо к ПС в целом, и обеспечивать нормальную эксплуатацию при заданных параметрах.

21.3 В пусковой комплекс должны входить: оборудование, сооружения, здания (или их части) производственного, транспортного, ремонтного и складского назначений, средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ), средства связи, инженерные коммуникации, обеспечивающие передачу потребителям электрической энергии.

21.4 После окончания строительства и монтажа проводится проверка выполнения строительных норм и правил, стандартов безопасности труда, норм технологического проектирования, правил органов государственного контроля и надзора, норм и требований природоохранного законодательства и других органов государственного надзора, правил устройства электроустановок, правил охраны труда, правил взрыво- и пожаробезопасности.

21.5 Во время строительства и монтажа зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, а также скрытых работ.

21.6 Перед приемкой в эксплуатацию завершенной строительством или пускового комплекса ПС должны быть проведены (с привлечением персонала заказчика):

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование оборудования.

21.7 Пробные пуски проводят до комплексного опробования оборудования ПС. При пробном пуске должны быть проверены:

- работоспособность и безопасность эксплуатации оборудования;
- работоспособность и безопасность эксплуатации технологических схем;
- проведена проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов.

Перед пробным пуском должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации энергообъекта:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал;
- разработаны и утверждены:
  а) местные производственные инструкции по эксплуатации;
  б) инструкции по охране труда (правилам безопасности);
  в) оперативные схемы;
  г) техническая документация по учету и отчетности,
- подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- смонтированы и налажены системы контроля и управления;
- получены разрешения на эксплуатацию объекта электроэнергетики от специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти.

21.8 Перед комплексным опробованием оборудования для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации ПС должно быть:

- укомплектован штат персонала;

- проведено обучение (с проверкой знаний) эксплуатационного и ремонтного персонала;
- разработаны и утверждены:
  а) местные производственные инструкции по эксплуатации;
  б) инструкции по охране труда (правилам безопасности);
  в) оперативные схемы;
  г) техническая документация по учету и отчетности,
- укомплектованы запасы материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- выполнен монтаж и наладка системы контроля и управления.

21.9 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными и монтажными организациями, а при необходимости заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

21.10 При комплексном опробовании оборудования должна быть проверена:

- работоспособность и безопасность эксплуатации оборудования и технологических схем;
- проверка и настройка:
  а) всех систем контроля и управления;
  б) устройств защиты и блокировок;
  в) устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов.

21.11 Комплексное опробование должен проводить заказчик. При комплексным опробованием должна быть проверена совместная работа под нагрузкой основного оборудования и всего вспомогательного оборудования.

21.12 Началом комплексного опробования ПС считают момент включения его в сеть или под нагрузку.

21.13 Комплексное опробование ПС по схемам, не предусмотренным проектом, не допускается.

21.14 При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы (КИП), блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

21.15 Для приемки подстанции приказом собственника ПС создаются приемочная и рабочие комиссии.

21.16 Для подготовки ПС (очереди или пускового комплекса) к предъявлению приемочной комиссии должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после проведения его индивидуальных

испытаний для комплексного опробования. С момента подписания этого акта организация отвечает за сохранность оборудования.

21.17 В состав рабочей комиссий включаются представители собственника, генерального подрядчика, генерального проектировщика, субподрядных организаций, эксплуатирующей (электросетевой) организации. По решению собственника к работе рабочих комиссий могут привлекаться представители других организаций.

21.18 Рабочим комиссиям должна быть предоставлена (собственником ПС или генеральным подрядчиком) следующая документация:

- ведомость объектов, предъявляемых к приемке;
- комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемой к приемке ПС, разработанных проектными организациями;
- справки от организаций, ответственных за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных работ рабочим чертежам или внесенным в рабочие чертежи изменениям;
- ведомость отступлений от утвержденного проекта и внесенных в проект изменений. В ведомости отступлений вносятся принципиальные отклонения от проектной документации с обоснованием причин, вызвавших эти отклонения, и ссылки на акты, протоколы и другие документы. Отступления должны быть утверждены заказчиком;
- ведомость недоделок строительных и монтажных работ. Ведомость недоделок составляется до начала приемки;
- незаконченные строительством сооружения, непосредственно относящиеся к сдаваемой ПС, учитываются как недоделки и вносятся в отдельную ведомость;
- акты приемки скрытых работ по фундаментам и заземляющему устройству;
- протоколы испытаний электрооборудования;
- протоколы наладки релейной защиты, автоматики, устройств блокировки и сигнализации, контрольно измерительных приборов (устройств);
- журналы работ по монтажу металлоконструкций распределительного устройства;
- протокол измерений сопротивлений заземляющего устройства.

Вся перечисленная документация после окончания работы рабочей комиссии должна храниться в сетевой организации.

21.19 Рабочие комиссии обязаны:

- проверить соответствие выполненных работ проекту, сметной документации, нормативным документам;
- произвести детальный осмотр оборудования ПС, выполнить выборочную проверку «скрытых» работ;
- проверить наличие протоколов испытаний основного электрооборудования, устройств релейной защиты и автоматики, проведенных в ходе строительно-монтажных работ;
- провести, при необходимости дополнительные испытания;

- составить ведомости выявленных дефектов и недоделок;
- дать оценку качеству выполненных работ;
- подготовить акт рабочей комиссии.

21.20 Устранение дефектов и недоделок производится строительно-монтажной организацией, осуществляющей строительство ПС до подписания рабочей комиссией актов приемки.

21.21 Законченные строительством отдельно стоящие здания, сооружения и электротехнические устройства, встроенные или пристроенные помещения производственного, подсобно-производственного и вспомогательного назначения со смонтированным в них оборудованием, средствами управления и связи принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями.

21.22 Приемочной комиссии должна быть предоставлена документация, подготовленная рабочими комиссиями в объеме, предусмотренном действующими нормативными документами. Кроме документации указанной в 21.18, должны быть предъявлены следующие документы:

- акты рабочих комиссий;
- утвержденная проектно-сметная документация, технический (технорабочий) проект, технические проекты отдельных очередей ПС;
- документация по отводу земель под территорию ПС, согласованная с соответствующими организациями;
- перечень проектных организаций, участвовавших в проектировании ПС, предъявляемой к сдаче;
- справки проектных и строительно-монтажных организаций о применении на построенной ПС новых технических решений;
- полный перечень (опись) документации, передаваемой приемочной комиссии.

21.23 Приемочная комиссия должна проверить всю переданную ей документацию, установить полноту документации и соответствие ей выполненных работ, выявить отступления от проекта, сделанные в процессе сооружения ПС, документацию на отступления и обоснованность отступлений.

21.24 На основании актов рабочих комиссий, а также на основании личных осмотров ПС, ознакомления с технической документацией приемочная комиссия должна:

- составить ведомость недоделок, подлежащих устранению на ПС к моменту ее включения;
- дать оценку качеству строительно-монтажных работ;
- дать оценку соответствия выполненных работ проекту;
- установить готовность ПС (очереди или пускового комплекса) к передаче в эксплуатацию.

21.25 По решению приемочной комиссии проводится комплексное опробование ПС (очередь или пусковой комплекс). Решение приемочной

комиссии отмечается в акте приемки в эксплуатацию ПС (очередь или пусковой комплекс).

21.26 После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок оформляется акт приемки в эксплуатацию ПС (очередь или пусковой комплекс).

21.27 Работы по выявлению возможных скрытых дефектов (частичное вскрытие фундаментов, заземлителей и др.) выполняются строительно-монтажной или наладочной организацией.

К работам по выявлению возможных скрытых дефектов и по устранению выявленных недоделок и дефектов должны привлекаться инженерно-технические работники и рабочие подрядчика и субподрядных организаций.

21.28 После устранения обнаруженных дефектов и недоделок приемочная комиссия должна убедиться в их устранении до подписания акта о приемке.

21.29 Приемочная комиссия после проверки предъявленной к сдаче ПС (очередь или пусковой комплекс), рассмотрения технической документации должна дать письменное разрешение на включение ПС (очереди или пускового комплекса) под номинальное напряжение.

21.30 Включение принимаемой в эксплуатацию ПС (очереди или пускового комплекса) под напряжение должно производиться персоналом электросетевой организации после получения разрешения приемочной комиссии и письменного уведомления строительной организации о том, что люди с территории ПС (очереди или пускового комплекса) удалены.

21.31 При безотказной работе ПС (очереди или пускового комплекса) при комплексном опробовании приемочная комиссия оформляет акт приемки-передачи ПС (очереди или пускового комплекса) в эксплуатацию, после чего ПС (очередь или пусковой комплекс) переходит в ведение сетевой организации.

21.32 Акт приемки-передачи в эксплуатацию ПС (очереди или пускового комплекса) должен быть рассмотрен и утвержден организацией, назначившей приемочную комиссию, не позднее чем в месячный срок после представления акта.

21.33 В случае, если ПС (очередь или пусковой комплекс), по мнению членов приемочной комиссии, не может быть принята в эксплуатацию, то приемочная комиссия должна подготовить и представить собственнику ПС мотивированное обоснование отказа от принятия в эксплуатацию, а его копию направить заказчику и генеральному подрядчику.

21.34 С момента подписания указанного акта ПС (очереди или пускового комплекса) считается принятой собственником и он несет ответственность за нее.

21.35 Запрещается приемка в эксплуатацию ПС (очередь или пусковой комплекс):

- с дефектами и недоделками строительства и монтажа;

- с отступлениями от утвержденного проекта (за исключением случаев указанных 21.18 и 21.23);
- с отступлением от требований нормативных документов (стандартов, строительных норм и правил и т.п.);
- без проведения испытаний и проверок объектов, относящихся к ПС (очереди или пусковому комплексу).

22 Ввод в эксплуатацию ПС

22.1 Ввод в эксплуатацию вновь построенных и реконструированных ПС осуществляется с учетом требований Градостроительного кодекса Российской Федерации и «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» (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861).

22.2 Допуск в эксплуатацию вновь построенных и реконструированных ПС оформляется актом-допуском энергоустановки в эксплуатацию (далее - акт-допуск).

22.3 Акт-допуск является документом, удостоверяющим возможность выработки, передачи, приема электрической энергии, и служит основанием для ее включения или присоединения к сетям (энергоустановкам) организации-владельца этих сетей (энергоустановок).

22.4 Акт-допуск ПС в эксплуатацию может не составляться при условии участия представителя уполномоченного государственного органа по технологическому надзору в приемочной комиссии.

Акт приемочной комиссии, подписанный представителем уполномоченного государственного органа по технологическому надзору, является основанием для допуска энергоустановок.

22.5 Ввод в эксплуатацию должен быть оформлен заявкой, подаваемой в орган оперативно-диспетчерского управления. До ввода в эксплуатацию в орган диспетчерского управления должна быть представлена программа ввода в эксплуатацию ПС или ее части.

23 Оценка и подтверждение соответствия

23.1 ПС после завершения строительства и/или реконструкции должны соответствовать проектной документации разработанной с учетом требований технических регламентов, строительных норм и правил, стандартов безопасности труда, норм технологического проектирования СТО 56947007-29.240.55.016-2008 и СТО 56947007-29.240.10.028-2009, норм и требований природоохранного законодательства и правил пожаробезопасности.

23.2 Схемы сертификации декларирования соответствия высоковольтного оборудования ПС должны соответствовать ГОСТ Р 53603 и ГОСТ Р 54008 соответственно.

23.3 Все высоковольтное оборудование ПС должно иметь подтверждающие документы по ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-1 и ГОСТ Р ИСО/МЭК 17050-2 и знаки соответствия по ГОСТ Р 54009, и соответствовать требованиям установленным потребителем на стадии проектирования, изготовления и монтажа РУ. При оценке соответствия необходимо учитывать требования настоящего стандарта.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] СО 34.20.262-2002 (РД 153-34.0-20.262-2002) Правила применения огнезащитных покрытий кабелей на энергетических предприятиях. Утв. РАО «ЕЭС России» 04.01.2002. Разраб. Департамент ген. инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей, НПО «Унихимтек», ВНИИПО МВД, ОАО «Фирма ОРГРЭС».

[2] СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений.

[3] СНиП 22-02-2003 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения.

[4] СНиП 2.04.02-84* Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.

[5] СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация изданий.

[6] СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

[7] СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования

[8] СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях.

[9] Методические указания по подготовке материалов выбора и согласования трасс ВЛ и площадок ПС 35 кВ и выше, №3337 тм-т 1, 3, 1995 г., Энергосетьпроект.

УДК 621.31 ОКС 29.120.50 ОКП 34 0000 Е72

Ключевые слова: ПОДСТАНЦИЯ (ПС), РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО (РУ), УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ИЗОЛЯЦИОННОЕ РАССТОЯНИЕ, ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

ОРГАНИЗАЦИИ РАЗРАБОТЧИКИ

Открытое акционерное общество «Научно-технический центр электроэнергетики»

Зам. Генерального директора
ОАО «НТЦ электроэнергетики» –
Научный руководитель — Шакарян Ю.Г.

Руководитель разработки
Зам. научного руководителя — Тимашова Л.В.

Зав. лабораторией — Кузьмичева К.И.
Зав. сектором — Шатров В.В.
Ст. научн. сотр. — Мерзляков А.С.

Открытое акционерное общество «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей «Энергосетьпроект»

Зам. Генерального директора-
главный инженер — Воронин В.А.

Начальник Департамента ПТД — Подъячев В.Н.
Начальник отдела РУ и ПС — Демина О.Ю.
Главный специалист — Кулаков А.М.

gost.e-ecolog.ru