

**Типовые технические требования к распределительным устройствам
6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ**

1. Общие технические требования к подстанциям 35-110 кВ	3
2. Силовые трансформаторы.....	5
3. Выключатели.....	8
4. Разъединители	10
5. Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).....	10
6. Токоограничивающие реакторы.....	10
7. Измерительные трансформаторы	11
8. Шины и ошиновка.....	12
9. Изоляторы опорные, проходные стержневые	12
10. Требования к зданиям закрытых распределительных устройств (ЗРУ) и общеподстанционного пункта управления (ОПУ)	13
11. Релейная защита и автоматика подстанций 35-110 кВ и распределительных устройств 6-10 кВ.....	14
12. Система диспетчерского управления и телемеханизации	16
13. Система оперативного тока	18
13.1. Технические требования к схемам и системам питания вторичных цепей системы оперативного постоянного тока	18
13.2. Щиты постоянного тока	19
13.3. Аккумуляторные батареи	20
13.4. Выпрямительно - зарядные устройства	20
14. Система собственных нужд	21
15. Система технического и коммерческого учёта.....	22
16. Охранно-пожарная сигнализация.....	24

Настоящие Требования определяют состав технических требований к подстанциям 110-35-6(10)кВ и распределительным устройствам 6-110 кВ, их оборудованию, системам, устройствам релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Требования обязательны к применению Предприятиями ОАО «НК «Роснефть» при организации закупки электрооборудования и для применения проектными организациями.

Требования распространяют свое действие на третьих лиц, выполняющих поставку оборудования, выполняющих работы и оказывающих услуги Компании на основании заключенных договоров.

В Приложении 1 представлены типовые опросные листы для закупки как отдельного электрооборудования для ПС и РУ, так и в целом ПС 35-110 кВ и РУ 6-110 кВ.

В настоящей работе используются термины, обозначения и сокращения принятые и используемые в электроэнергетической отрасли.

Для обозначения обязательности выполнения технических требований в настоящем документе применяются слова «**должен**», «**следует**», «**необходимо**» и производные от них.

Слова «**как правило**» означают, что данное требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано.

Слово «**допускается**» означает, что данное техническое требование или решение применяется в виде исключения, как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов необходимого электрооборудования, материалов и т. п.).

Слово «**рекомендуется**» означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

Принятые нормируемые значения величин с указанием «**не менее**» являются наименьшими, а с указанием «**не более**» - наибольшими. При выборе рациональных размеров и норм необходимо учитывать опыт эксплуатации и монтажа, требования электрической и экологической безопасности.

Все значения величин с предлогами «от» и «до», следует понимать «**включительно**».

1. Общие технические требования к подстанциям 35-110 кВ

1.1. При выборе электрооборудования для нового строительства, технического перевооружения и реконструкции подстанций с высшим напряжением 35 – 110 кВ и распределительных устройств напряжением 110, 35 и 6(10) кВ должны обеспечиваться следующие основные требования:

- надёжность и безопасность оборудования;
- внедрение оптимальных по стоимости и простоте принимаемых решений в отношении схем, электрооборудования, снижение трудозатрат на эксплуатацию и техническое обслуживание;
- ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций;
- долговечность электротехнического оборудования;
- соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды.

1.2. При реконструкции и новом строительстве подстанций следует ориентироваться на создание подстанций без постоянного обслуживающего персонала с дистанционным управлением.

1.3. Не допустимо использование новых типов основного оборудования для подстанций, если производитель не может подтвердить наличие положительного опыта эксплуатации электрооборудования данного типа на других предприятиях (не менее 2-х лет).

1.4. У Поставщика, поставляющего оборудование, должна быть сервисная служба на территории России.

1.5. Для снижения стоимости монтажных и наладочных работ рекомендуется применение комплектных и блочных трансформаторных подстанций, должны соблюдаться требования по полной комплектности поставки ПС и высокой степени заводской готовности.

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

- в нормальных условиях работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыканию на землю;
- обеспечить необходимую локализацию повреждений при нарушении нормальных условий работы электроустановки, обусловленных действием КЗ;
- обеспечить безопасность технического обслуживания и ремонта аппаратов, токоведущих частей и конструкций без нарушения нормальной работы соседних цепей;
- обеспечить возможность удобного транспортирования оборудования.

1.7. Конструкции, на которых установлены электрооборудование, аппараты, токоведущие части и изоляторы, должны выдерживать нагрузки от их веса, тяжения, коммутационных операций, воздействия ветра, гололеда и КЗ, а также сейсмических воздействий. Строительные конструкции, доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока выше 50°C; недоступные для прикосновения – выше 70°C.

1.8. При внедрении микропроцессорных элементов, предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов.

1.9. Не допустимо применение микропроцессорных элементов с закрытыми протоколами обмена, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

1.10. Заход ВЛ 35, 110 кВ должен выполняться через приемные порталы.

1.11. Для вторичных цепей должны применяться экранированные кабели с медными жилами и изоляцией не поддерживающей горение.

1.12. Необходимо обеспечение ПС резервируемыми каналами связи для передачи сигналов управления и состояния электрооборудования на диспетчерский щит или монитор, в том числе диспетчерскими голосовыми каналами.

1.13. Оборудование в составе комплектных и блочных трансформаторных подстанций должно соответствовать техническим требованиям промышленной безопасности и соответствовать нормам пожарной безопасности.

1.14. Климатическое исполнение комплектных и блочных трансформаторных подстанций должно соответствовать ГОСТ 15150.

1.15. Электрооборудование комплектных и блочных трансформаторных подстанций должно выдерживать сейсмическое воздействие интенсивностью не менее 6 баллов по шкале MSK-64 (ГОСТ 17516.1). Более высокий уровень для оборудования, размещаемого в районах большей сейсмической активности, оговаривается в опросном листе.

1.16. Электрическая прочность изоляции оборудования комплектных и блочных трансформаторных подстанций должна удовлетворять требованиям ГОСТ 1516.3.

1.17. При новом строительстве подстанций необходимо:

- применять металлоконструкции порталов повышенной прочности и устойчивые к коррозии, в том числе, новые материалы для защиты строительных конструкций от коррозии (проверенные условиями эксплуатации в течение не менее 10 лет);
- применять блоки модульных зданий, прошедшие процесс горячего оцинкования поверхностей на заводе металлоконструкций;
- ориентироваться на применение железобетонных стоек и свай под оборудование;
- ориентироваться на максимально возможный отказ от производства земляных работ путем применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов.

1.18. Оформление фасадов зданий и сооружений должно быть выполнено в соответствии с Корпоративным стандартом.

1.19. Поставляемое электрооборудование должно проходить на предприятии-изготовителе приемочный контроль.

1.20. Поставщик обязан передать покупателю оборудование в таре и (или) упаковке, за исключением случаев, когда оборудование по своему характеру не требует тары и (или) упаковки, если иное не предусмотрено договором.

В том случае, когда условиями договора не определены требования к таре и упаковке, то оборудование и комплектующие должны быть упакованы обычным для такого оборудования способом, обеспечивающим его сохранность при обычных условиях хранения и транспортирования.

Тара, упаковка и маркировка продукции должны соответствовать требованиям ГОСТ 14192-96 и 15846-2002.

1.21. Гарантийный срок эксплуатации на поставляемое электрооборудование, здания и все конструктивные элементы должен быть не менее 5 лет.

1.22. Срок службы поставляемого электрооборудования, зданий, и всех конструктивных элементов должен быть не менее 30 лет. Для оборудования РЗА и аккумуляторных батарей допускается минимальный срок службы 5 лет.

1.23. Поставщик обязан передать совместно с отгруженным товаром в адрес заказчика эксплуатационную документацию, включающую:

- сведения об изготовителе (поставщике): полное и сокращенное наименование организации, место нахождения, юридический и почтовый адреса, телефоны, факс, идентификационный номер;
- сведения о сертификации изделия;
- акт и протокол приемочных испытаний, сведения об устранении недостатков, выявленных в процессе приемочных испытаний;
- руководство по эксплуатации, расконсервации и монтажу;
- паспорт (формуляр) на комплектующие аппараты;
- действующие свидетельства о поверке ТТ, ТН, средств измерений;
- сведения о назначении оборудования, комплектации, описание конструкции и принципа работы, технические характеристики, схемы электрических соединений, условия и требования безопасной эксплуатации, методики проведения контрольных испытаний (проверок) установки и ее основных узлов, ресурс и срок эксплуатации, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования, порядок утилизации.

1.24. Поставщик обязан передать совместно с отгруженным товаром в адрес заказчика конструкторскую документацию, включающую принципиальные и монтажные электрические схемы, кабельный журнал с указанием всех междушкафных и междублочных соединений и один комплект на электронном носителе.

1.25. Эксплуатационная документация должна включать сведения о назначении оборудования, комплектацию, описание конструкции и принципа работы, технические характеристики, схемы электрических соединений, условия и требования безопасной эксплуатации, методику проведения контрольных испытаний (проверок) установки и ее основных узлов, ресурс и срок эксплуатации, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования, порядок утилизации.

1.26. Вся документация должна быть представлена на русском языке либо иметь заверенный перевод на русский язык.

1.27. Во всем не оговоренном в настоящих рекомендациях подстанции при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции должны соответствовать техническим требованиям, приведенным в действующих нормативных документах РФ.

1.28. Ограничения по применению оборудования

Запрещаются к применению при новом строительстве, реконструкции и техперевооружении:

- отделители и короткозамыкатели;
- схемы первичных соединений ПС 35-110 кВ с беспортальным приемом ВЛ;
- воздушные выключатели и масляные выключатели;
- элегазовые моноблоки, объединяющие в едином корпусе коммутационные аппараты и измерительные трансформаторы (для закрытых РУ);
- пневматические приводы для высоковольтных выключателей;
- автогазовые выключатели нагрузки;
- вентильные и трубчатые разрядники;
- разъединители с ручным приводом 110 кВ.

2. Силовые трансформаторы

Технические требования, содержащиеся в настоящем разделе, распространяются на силовые трансформаторы мощностью до 63000 кВА с высшим напряжением 35 - 110 кВ.

2.1. Силовые трансформаторы должны выполняться с применением:

- автоматических устройств РПН с блоками управления;
- современных необслуживаемых устройств защиты масла (для масляных трансформаторов);
- вводов с твердой изоляцией (при номинальных токах до 2000 А).

2.2. На подстанциях следует применять масляные трансформаторы.

2.3. Предельные отклонения номинальных параметров трансформаторов не должны превышать значений, указанных в ГОСТ Р 52719.

2.4. Допустимые перегрузки трансформатора должны соответствовать ГОСТ 14209.

2.5. В качестве основного проводящего материала намоточного провода для обмоток трансформаторов должна использоваться – медь.

2.6. Трансформаторы номинальной мощностью 40 МВА и более должны оснащаться системой непрерывного хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле.

2.7. Трансформатор должен выдерживать без повреждений электродинамические и термические воздействия при внешних коротких замыканиях в сети.

2.8. Масляные трансформаторы (заполненные минеральным маслом) мощностью 25 кВ·А и более должны быть снабжены расширителем или другой защитой, предохраняющей масло от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

2.9. В трансформаторах классов напряжения 110 кВ мощностью 25 МВА и более, заполненных минеральным маслом, масло должно быть полностью защищено от контакта с окружающим воздухом посредством пленочной защиты.

2.10. Конструкция расширителя должна обеспечивать наличие в нем масла при всех режимах работы от отключенного состояния до номинальной нагрузки. При колебаниях температуры окружающего воздуха и перегрузках масло не должно выливаться.

2.11. На маслоуказателе или расширителе должны быть нанесены контрольные метки для следующих температур масла:

- минус 45, плюс 15, плюс 40 °С – для климатического исполнения У;
- минус 60, плюс 15, плюс 40 °С – для климатических исполнений ХЛ, УХЛ.

2.12. В трансформаторах конструкция должна допускать возможность демонтажа и установки ввода (или его наружного изолятора) без съема крышки или верхней части бака, выемки активной части из бака и слива масла ниже прессующих колец.

2.13. Масляные трансформаторы с массой масла более 1000 кг должны быть снабжены фильтрами: термосифонными – при системах охлаждения М и Д, адсорбционными – при остальных системах охлаждения и фильтрами очистки масла от механических примесей – при системах охлаждения ДЦ. При виде системы охлаждения М/Д/ДЦ – термосифонными, адсорбционными и фильтрами очистки масла от механических примесей.

2.14. Силовые трансформаторы должны быть снабжены встроенными трансформаторами тока согласно ГОСТ 7746.

2.15. Масляные трансформаторы мощностью 1,6 МВ·А и более с расширителем должны снабжаться газовым реле.

2.16. Трансформаторы мощностью от 400 до 1000 кВ·А с расширителем, предназначенные для питания собственных нужд подстанций должны быть снабжены газовым реле.

2.17. Трансформаторы мощностью 63 МВ А должны предусматривать возможность установки тепловых датчиков устройства для обнаружения пожара.

2.18. Трансформаторы 35-110 кВ должны быть снабжены прикрепленными к баку лестницами и упорами в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.2.

2.19. Конструкция трансформаторов должна позволять проводить замену составных частей с целью поддержания трансформаторного оборудования в работоспособном состоянии в течение срока службы.

2.20. Трансформаторы мощностью 2,5 МВ·А и более классов напряжения 6 кВ и выше должны быть снабжены устройством для перекачки в продольном и поперечном направлениях.

2.21. В трансформаторах с полной массой более 0,05 т должна быть предусмотрена возможность их передвижения при монтаже с помощью кареток, предназначенных для перемещения и установки трансформатора на фундамент.

2.22. Трансформаторы с полной массой свыше 5 т должны иметь устройство для зачаливания при перекачке.

Составные части трансформатора массой более 0,05 т должны иметь приспособления для стропления при подъеме.

Трансформаторы с полной массой более 25 т должны быть снабжены расположенными в нижней части бака устройствами для упора головок домкратов, обеспечивающими установку домкратов, подводимых под трансформатор.

2.23. Системы охлаждения видов Д, ДЦ, должны иметь шкафы автоматического управления.

Шкафы автоматического управления системами охлаждения видов ДЦ должны устанавливаться отдельно от бака трансформатора.

2.24. Системы охлаждения вида ДЦ должны предусматривать резервные охладители.

2.25. В системах охлаждения должно быть предусмотрено ручное управление.

2.26. Электродвигатели вентиляторов и электронасосы должны иметь автоматические выключатели для защиты от токов короткого замыкания. При этом электродвигатели систем охлаждения видов ДЦ должны иметь защиту от работы на двух фазах.

2.27. Охладители системы ДЦ должны быть оборудованы легкосъёмными диффузорами для обеспечения качественной их промывки.

2.28. Внешние маслопроводы систем охлаждения ДЦ (поставляемые изготовителем трансформатора) должны быть выполнены из нержавеющей стали или материалов, устойчивых к коррозии.

2.29. Автоматическое управление систем охлаждения видов ДЦ должно обеспечивать выдачу сигналов для осуществления следующей сигнализации:

- о включении системы охлаждения;
- о неисправности системы охлаждения;
- при аварийном отключении любого рабочего электронасоса;
- при аварийном отключении резервного электронасоса;
- при включении резервного электронасоса;
- при включении резервного источника питания системы охлаждения;
- об отключении системы охлаждения;
- при отключении рабочего и резервного источников питания системы охлаждения;
- при отключении всех рабочих электронасосов;
- о включении и отключении нагревателя (для систем охлаждения видов ДЦ).

2.30. Требования безопасности, в том числе пожарной, должны соответствовать ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 12.2.007.22.31. Заземление баков трансформаторов должно быть выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 раздел 3.3 со следующими дополнениями:

- при применении для заземления резьбового соединения диаметр резьбы должен быть М12 для трансформаторов мощностью 25 кВ·А и более и М8 – для трансформаторов мощностью менее 25 кВ·А;
- поверхность заземляющего контакта должна быть достаточной для присоединения стальной шины сечением не менее 40х4 мм;
- заземляющий контакт должен быть расположен в доступном месте внизу бака на стороне НН.

2.32. Устройства РПН должны соответствовать требованиям ГОСТ 24126.

Устройство РПН должно быть снабжено струйным защитным реле. Расширитель устройства РПН должен быть снабжен элементом, сигнализирующим о низком уровне масла.

Ресурс по механической износостойкости устройства РПН без электрической нагрузки должен быть не менее 500 тыс. переключений при равномерном использовании полного диапазона регулирования напряжения.

Ресурс по электрической износостойкости контактов контакторов устройств РПН, разрывающих ток при переключении, должен быть не менее 100 тыс. переключений при номинальном токе до 1000 А включительно; 50 тыс. переключений – при номинальном токе свыше 1000 А.

Количество переключений до замены масла контактора – не менее 50 тыс. переключений.

Установленная безотказная наработка устройств РПН – не менее 35 тыс. переключений.

2.33. Трансформаторы 35-110 кВ в распределительных установках следует, как правило, устанавливать открытыми.

2.34. В закрытых камерах трансформаторов должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства или возможность применения грузоподъемных устройств (самоходных, передвижных, инвентарных) для механизации ремонта и технического обслуживания оборудования, а для обеспечения возможности наблюдения за уровнем масла в трансформаторах и давлением масла во вводах должны предусматриваться смотровые площадки.

2.35. Комплектность поставки

2.35.1 В комплект поставки трансформатора входит трансформаторное масло, заливаемое в трансформатор при перевозке либо транспортируемое в отдельных емкостях.

2.35.2 Масляные трансформаторы, транспортируемые без масла, с баком, заполненным сухим воздухом или инертным газом, должны быть укомплектованы следующими изделиями:

- комплектом баллонов со сжатым газом в количестве, достаточном для поддержания давления в баке, равного 25–50 кПа на время транспортирования и последующего хранения;
- устройством для подпитки газом бака, автоматически поддерживающим в нем избыточное давление от 25 до 50 кПа.

2.35.3 К поставляемому трансформатору прилагают следующую техническую документацию:

- паспорт трансформатора;
- паспорта комплектующих изделий;
- руководство по эксплуатации трансформатора, включающее документацию по плановому ремонту;
- инструкцию по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформатора;
- чертежи важнейших составных частей в соответствии нормативной документацией на трансформаторы конкретных видов.

Основные технические данные и характеристики, которые должен содержать паспорт трансформатора, приведены в ГОСТ Р 52719.

3. Выключатели

3.1. Общие положения

3.1.1. Настоящие технические требования распространяются на выключатели, предназначенные для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением от 6 до 110 кВ включительно.

3.1.2. Устанавливаемые выключатели должны обеспечивать:

- высокую надежность работы с минимальным объемом работ по техническому обслуживанию и профилактике;
- высокую ремонтпригодность и минимальные затраты при восстановлении.

3.1.3. Исполнение конструктивной связи между полюсами выключателя - с тремя полюсами на общем основании (фиксированное междуполусное расстояние).

3.1.4. Исполнение функциональной связи между полюсами – с функционально зависимыми полюсами (общий привод на три полюса). Для выключателей 6-10 кВ допустимо исполнение с функционально независимыми полюсами.

3.1.5. Вид привода:

- пружинный (пружинно-моторный) привод. В конструкции пружинных приводов должны быть предусмотрены устройства, обеспечивающие:

- возможность осуществления АПВ;
- блокировку движения контактов выключателя из отключенного положения при не полностью заведенных включающих пружинах.

Энергия привода, запасенная во взведенной пружине даже в случае временной потери источника питания привода должна быть достаточна для выполнения цикла «О-В-О». Должна иметься возможность завода пружин ручным способом;

- электромагнитный привод.

При этом независимо от вида привода должна иметься возможность включения/отключения выключателя при отсутствии оперативного тока.

3.1.6. Допускается применение встроенных заземлителей/разъединителей в выключателях 35-110 кВ при условии возможности визуального определения их положения.

3.1.7. Выключатель должен быть снабжен указателем положения (включенного/отключенного) выключателя, а так же указателем заряженного состояния пружин привода.

3.1.8. Стальные части, подвергающиеся воздействию климатических факторов внешней среды, должны иметь защитные покрытия, выполненные методом горячего цинкования.

3.1.9. Во всем неоговоренном выключатели должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов.

3.1.10. Комплектность поставки

В комплект ЗИП на каждый выключатель должны входить катушки включения и отключения.

На партию элегазовых выключателей должна быть предусмотрена поставка одного переносного течеискателя, для контроля утечки элегаза, манометрический индикатор плотности, авто-

матический выключатель вторичной коммутации, обогреватель, комплект для заправки выключателей элегазом.

3.2. Выключатели на напряжения 6, 10, 35 кВ

3.2.1. На напряжениях 6, 10, 35 кВ должны применяться вакуумные выключатели.

3.2.2. Механический ресурс переключений выключателей 6 и 10 кВ должен быть не менее 50000 циклов включения-отключения. Коммутационный ресурс должен быть не менее 100 отключений с предельным током отключения КЗ.

3.2.3. Механический ресурс переключений выключателей 35 кВ должен быть не менее 30000 циклов включения-отключения. Коммутационный ресурс должен быть не менее 25 отключений с предельным током отключения КЗ.

3.2.4. Выключатели должны быть предназначены для работы в электрических сетях с изолированной нейтралью.

3.2.5. Применяемые электромагнитные приводы должны иметь устройства для управления электромагнитами включения/отключения не прямым включением в сеть оперативного тока, а через специальные пусковые устройства (например, с помощью конденсаторных накопителей).

3.2.6. Токи среза выключателей не должны превышать 3 А.

3.2.7. Привод выключателя наружной установки должен быть установлен так, чтобы работы в нем можно было производить без разборки схемы выключателя.

3.2.8. Полюса выключателей не должны иметь нагревательных элементов, для замены которых выключатель надо выводить в ремонт.

3.2.9. Длина пути утечки внутренней поверхности опорных изоляторов и тяги выключателей должна быть не меньше длины пути утечки внешней поверхности изолятора.

3.3. Выключатели на напряжение 110 кВ

3.3.1. На напряжении 110 кВ должны применять элегазовые выключатели колонкового типа. Для подстанций, расположенных в районах с возможными низкими отрицательными температурами ниже -55°C , рекомендуется применение элегазовых баковых выключателей с дополнительным контуром обогрева и с применением рубашек нагрева.

3.3.2. Механический ресурс переключений выключателей 110 кВ должен быть не менее 10000 циклов включения-отключения. Коммутационный ресурс должен быть не менее 20 отключений с предельным током отключения КЗ и не менее 5000 циклов включения-отключения при рабочих токах, равных номинальному току для выключателей.

3.3.3. Выключатели должны быть предназначены для работы в электрических сетях с заземленной нейтралью (с коэффициентом замыкания на землю не более 1,4).

3.3.4. Выключатели должны иметь устройства для контроля давления газа, приведенного к нормальным атмосферным условиям (температура плюс 20°C , давление 101,3 кПа). Устройство должно иметь вспомогательные контакты, предназначенные для подачи предупредительного сигнала при снижении давления до давления сигнализации вследствие утечки газа, а также для блокировки выключателя при снижении давления до давления блокировки. В технических условиях или/и в эксплуатационной документации должны быть указаны следующие значения приведенного давления газа:

- нормированное давление заполнения;
- давление срабатывания контактов предупредительной сигнализации утечки газа (газовой смеси);
- давление блокировки выключателя.

3.3.5. На выключателях напряжением 110 кВ ответственных присоединений, отказ в отключении которых связан с угрозой потерь значительной передаваемой мощности, должны устанавливаться два электромагнита отключения.

4. Разъединители

4.1. Для напряжений 35-110 кВ следует применять разъединители горизонтально-поворотного типа с одним разрывом на полюс, с опорными фарфоровыми или полимерными стержневыми изоляторами, с электродвигательным приводом основных и заземляющих ножей.

4.2. Конструкция разъединителей на напряжение 35-110 кВ при открытой установке должна обеспечивать возможность нормальной их работы с учетом возможности образования гололеда.

4.3. На разъединителях с электродвигательным приводом должна иметься возможность манипулирования ими с безопасного расстояния.

Более предпочтительным является управление разъединителями с электродвигательными приводами с ОПУ (см. раздел 13) при наличии соответствующей сигнализации. При этом должна быть обеспечена возможность управления приводами и из шкафов, расположенных на ОРУ, но в зоне безопасного обслуживания.

4.4. Управление разъединителями 110кВ, используемыми в схемах плавки гололёда, должно осуществляться дистанционно.

4.5. Схемы оперативной блокировки должны выполняться с учетом следующих условий:

1) Разъединители 35-110кВ должны иметь механическую блокировку со своими заземлителями.

2) Разъединители с электродвигательным приводом должны иметь, кроме того, электрическую блокировку со своими заземлителями.

4.6. Над приводами разъединителей должны быть предусмотрены защитные козырьки.

5. Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН)

5.1. Номинальное значение разрядного тока ОПН должно быть не менее 10 кА.

Следует применять ОПН на основе оксидно-цинковых резисторов, с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем, взрывобезопасного исполнения.

5.2. Для контроля эффективности ОПН 110, 35 кВ необходимо комплектовать счетчиками срабатываний.

5.3. Конструкция ОПН должна быть герметичной и стойкой к воздействию влаги, а также химических загрязнений, возможных на территории ПС.

5.4. Ограничители категории размещения 1 опорного исполнения должны выдерживать механическую нагрузку от тяжения проводов в горизонтальном направлении, приведенную в таблице 5.9.

Таблица 5.9.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжения, кВ	Механическая нагрузка от тяжения проводов в горизонтальном направлении, Н, не менее
От 3,0 до 60	300
От 73 до 176	500

5.5. Ограничители категории размещения 1 подвесного исполнения должны выдерживать нагрузки на растяжение от собственного веса и веса подводящих проводов с учётом гололёда и ветра.

6. Токоограничивающие реакторы

6.1. Для подстанций рекомендуется применять токоограничивающие реакторы, предназначенные для наружной установки, и располагать их на открытом воздухе рядом с защищаемыми ими закрытыми распределительными устройствами.

Если имеет место загрязнение атмосферы агрессивными парами или пылью, рекомендуется располагать реакторы в закрытом помещении вместе с КРУ.

Переключатель между выключателем и токоограничивающим реактором, расположенным по току за ним, всегда должна быть хорошо изолирована и защищена от случайных повреждений.

6.2. Реакторы внутренней установки следует устанавливать в сухих и вентилируемых помещениях, где разность температур отходящего и приточного воздуха не превышает 20 °С.

6.3. Реакторы наружной установки следует устанавливать на специально отведенных и оборудованных ограждениями, соответственно действующих правил, площадках.

6.4. Для защиты обмотки фаз от прямого попадания атмосферных осадков и солнечных лучей может быть установлен общий навес или защитная крыша, устанавливаемая отдельно на каждой фазе.

6.5. При наличии магнитных материалов в конструкциях помещений, отведенных под установку реакторов, необходимо выдерживать, указанные в паспорте реактора, монтажные расстояния от реактора до строительных конструкций и ограждений.

При отсутствии магнитных материалов и замкнутых токопроводящих контуров в строительных конструкциях и ограждениях монтажные расстояния можно снизить до величин изоляционных расстояний согласно правил устройства электроустановок (ПУЭ).

6.6. Для предохранения выводов реактора от электродинамических усилий короткого замыкания подвод шин к реактору необходимо осуществлять в радиальном направлении с закреплением их на расстоянии не более 400–500 мм.

6.7. Для реакторов, требующих при номинальных нагрузках устройства принудительного воздушного охлаждения, должен быть обеспечен обдув обмотки фаз воздухом из расчета расхода воздуха 3 – 5 м³/мин на каждый кВт потерь. Охлаждающий воздух наиболее рационально подавать снизу через отверстие в центре фундамента.

7. Измерительные трансформаторы

7.1. Трансформаторы тока (ТТ), должны быть взрыво и пожаробезопасного исполнения.

7.2. Номинальный вторичный ток ТТ на 6-10 кВ – 5А, для ТТ на 35кВ – 5А или 1А, для ТТ на 110кВ – 1А.

Таблица 7.2. Рекомендуемые наборы кернов ТТ.

Напряжение изоляции	Номинальные вторичные токи	Класс точности вторичных обмоток	Назначение кернов
6 и 10кВ	5А	0,5	Измерение и учёт
		5Р	РЗА
		5Р	РЗА
35кВ	1А или 5А	0,2S	Учёт
		0,5	Измерение
		5Р	РЗА
		5Р	РЗА
		5Р	РЗА
110кВ	1А	0,2S	Учёт
		0,5	Измерение
		5Р	РЗА
		5Р	РЗА
		5Р	РЗА

7.3. Для измерительных трансформаторов, используемых для целей учета электроэнергии необходимо:

- производить подключение измерительных цепей коммерческого учета к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности (объединение с другими потребителями ведёт к снижению точности);
- класс точности вторичной обмотки «звезда» для цепей АИИС КУЭ измерительных трансформаторов напряжения (ТН) следует выбирать 0,2;
- класс точности вторичной обмотки для цепей АИИС КУЭ у измерительных трансформаторов тока (ТТ) в цепях потребителей должен быть не хуже 0,2S;

7.4. Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа.

7.5. Измерительные трансформаторы 6-10 кВ, должны удовлетворять следующим условиям:

- должны иметь литую изоляцию и устанавливаться либо в двух фазах, либо в каждой фазе, в зависимости от потребностей применяемой аппаратуры РЗА.
- измерительные трансформаторы напряжения должны иметь антирезонансное исполнение.

7.6. Трансформаторы напряжения 35-110кВ.

- Трансформаторы напряжения должны быть индуктивными антирезонансными, маслонаполненными или с элегазовой изоляцией.

8. Шины и ошиновка

8.1 Требования к шинам РУ 6-10 кВ

8.1.1. Для распределительных устройств рекомендуется применение шин из меди.

8.1.2. Контактные соединения шин из материалов алюминий-медь должно производиться переходными медно-алюминиевыми пластинами по ГОСТ 19357-81.

8.1.3. В качестве альтернативы кабелям и жёстким ошиновкам, возможно применение изолированных шин, что обеспечивает полную защиту от коррозии.

8.8. Требования к шинам и ошиновкам РУ 35-110 кВ

8.2.1. В качестве шин рекомендуется использовать трубы из алюминиевого сплава 1915Т (или аналога), обладающие высокой прочностью, стойкостью к коррозии и хорошей свариваемостью.

8.2.2. Материал для шин и ошиновок должен соответствовать электрическим и механическим характеристикам. При этом не должен снижаться уровень безопасности и наглядности при обслуживании электроустановки.

8.2.3. Для расцветки фаз рекомендуется применять маркировочные кольца.

9. Изоляторы опорные, проходные стержневые

9.1. Опорные полимерные изоляторы наружной и внутренней установки (далее — изоляторы) должны соответствовать ГОСТ Р 52082-2003.

9.1.1. Изоляторы исполнения У должны быть термомеханически прочными при температуре от минус (50 ± 2) °С до плюс (50 ± 2) °С при воздействии 50 % нормированной механической разрушающей изгибающей силы. Изоляторы исполнения УХЛ должны быть термомеханически прочными при температуре от минус (60 ± 2) °С до плюс (50 ± 2) °С при воздействии 50 % нормированной механической разрушающей изгибающей силы.

9.1.2. Изоляторы должны быть трекингоэрозионностойкими.

9.1.3. Изоляторы должны быть стойкими к проникновению воды

9.1.4. Поверхность защитной оболочки изоляторов должна быть гладкой, без пузырей, раковин, сколов, трещин, вспучивания и соответствовать требованиям нормативно-технической документации. Не допускается вкрапление гранул красителя и других материалов. Конструкция фланцев изоляторов не должна иметь углублений, приводящих к скапливанию воды

9.1.5. Антикоррозийное защитное покрытие должно быть рассчитано на полный срок эксплуатации изоляторов.

9.1.6. Электрическая прочность изоляционного тела при переменном напряжении должна быть не менее 35 кВ/см.

9.2. Проходные стержневые изоляторы

9.2.1. Изоляторы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 222229-83 и (или) ТУ.

9.2.2. Изоляторы с токоведущими частями должны быть собраны и закреплены на предприятии-изготовителе.

Изоляторы на номинальные токи 2000 А и выше и минимальное разрушающее усилие на изгиб 20 кН и выше должны быть без токоведущих частей. Встраивание и закрепление в них соответствующей шины или комплекта шин производится непосредственно при монтаже.

Допускается использование изоляторов на номинальные токи 400, 630, 1000 А при необходимости без токоведущих частей.

9.2.3. Следует использовать изоляторы с арматурой из алюминиевых сплавов по ГОСТ 1583. Для изоляторов на токи свыше 1000 А должны применяться немагнитные материалы.

10. Требования к зданиям закрытых распределительных устройств (ЗРУ) и общеподстанционного пункта управления (ОПУ)

10.1. Общие требования к зданиям

10.1.1. Здание должно соответствовать требованиям ГОСТ 22853-86, применимым к стационарно установленным объектам.

10.1.2. Здание следует выполнять блочно-модульным с применением утепленных панелей типа "сэндвич".

10.1.3. В зависимости от климатического района установки здания, толщина утеплителя кровли, стен, основания и дверей должны соответствовать требованиям СНиП II-3-79 и СНиП 23-01-99. Утеплитель не должен поддерживать горение.

10.1.4. Для внешней отделки предпочтение следует отдавать, гофрированной оцинкованной и окрашенной стойкими к атмосферным воздействиям красками, стали.

10.1.5. Входные двери зданий должны быть металлическими. Внутренние двери могут быть деревянными, металлическими утепленными либо металлопластиковыми.

10.1.6. Здания должны быть оснащены системами основного и аварийного (от аккумуляторных батарей) освещения на базе светодиодных светильников.

10.1.7. Здания должны быть оснащены системами охранной и пожарной сигнализации.

10.2. Требования к КРУ 6 -35 кВ

10.2.1. Требования к конструкции, изготовлению и материалам КРУ 6 -35 кВ.

– Отсек выкатного элемента с отдельным доступом, с наличием фиксированного рабочего и контрольного положения выкатного элемента, с защищёнными шторками, с червячным механизмом вкатывания/выкатывания, с возможностью перемещения выкатного элемента из рабочего в контрольное положение при закрытой двери и возможностью местного аварийного отключения выключателя при закрытой двери, с возможностью взаимозаменяемости выкатных элементов шкафов КРУ одного типоразмера;

– Отсек кабельного присоединения с отдельным доступом с фасадной, при одностороннем обслуживании и с фасадной и тыльной сторон при двух стороннем, с подключением трёхфазных кабелей с возможностью установки трансформаторов тока защиты от замыкания на землю;

– Блокировки в шкафах КРУ (механические и электромагнитные);

– Усилие на рукоятке механизма перемещения выкатного элемента, не более 245 Н;

– Усилие на рукоятке ручного привода не более 245 Н. На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н;

– Возможность оперирования высоковольтными выключателями при закрытой двери отсека выкатного элемента;

– Винтовые соединения подвижных частей должны быть предохранены от самоотвинчивания;

– Двери шкафов должны иметь запирающее устройство с ключом, общим для всех шкафов;

– Использование средств (нагревателей), обеспечивающих условия работы КРУ при низких температурах;

– Наличие мнемосхемы на фасадной панели КРУ;

– Наличие стационарного указателя напряжения;

– КРУ должны быть оборудованы заземляющими ножами и иметь смотровые окна для визуального определения положения заземляющих ножей;

- Изготовление корпуса КРУ из стального листа с антикоррозионным покрытием
- 10.2.2. Требования к механической стойкости КРУ 6 -35 кВ
- Части шкафов КРУ должны выдерживать количество циклов, не менее:
- Включений и отключений разъёмных контактов соединений главных цепей – 2000;
- Включений и отключений разъёмных контактных соединений вспомогательных цепей -500;
- Перемещений выкатного элемента из контрольного положения в рабочее и обратно - 2000;
- Открываний и закрывания дверей шкафов КРУ – 2000;
- Открываний и закрывания защитных шторок – 2000;
- Включение-отключение заземляющего разъединителя - 500;

Соосность и величина вхождения подвижных контактов:	
- несоосность контактов, мм, не более	4÷5
- вертикальный люфт ламелей разъединяющих контактов ВЭ, мм, в пределах	8÷14
- вхождение подвижных контактов в неподвижные, мм, не менее	15
- запас хода, мм, не менее	2

10.2.3. Требования безопасности

- Наличие декларации или сертификата соответствия требованиям безопасности;
- Испытание электрической прочности изоляции вторичных цепей КРУ выполняется одноминутным напряжением 2000 кВ частотой 50 Гц;
- Значение сопротивления между доступными металлическими нетоковедущими частями КРУ, которые могут оказаться под напряжением и местом подключения шкафа к контуру заземления 0,1 Ом;
- КРУ должны быть оборудованы автоматически закрывающимися защитными шторками с петлями для запираания механическим съёмным замком;
- В КРУ должна быть обеспечена возможность проверки отсутствия напряжения на отходящих от ячеек шинах.

11. Релейная защита и автоматика подстанций 35-110 кВ и распределительных устройств 6-10 кВ

11.1. Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) должны быть децентрализованными на уровне одного присоединения (линии, трансформатора и др.).

11.2. Каждое устройство основной и резервной защиты любого элемента сети должно включаться на разные вторичные обмотки ТТ.

По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.

11.3. Должны учитываться вопросы интеграции устройств РЗА с АСУ ТП энергообъектов. При этом основные функции релейной защиты и автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП.

11.4. Устройства РЗА должны иметь русифицированные интерфейсы и программируемую логику как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав устройств РЗА, так и между этими функциями и внешними устройствами защиты, управления и контроля.

11.5. Степень защиты персонала от соприкосновения с токоведущими частями устройства, находящимися под оболочкой (кроме входных и выходных зажимов для подключения проводников), а также от проникновения и отложения пыли должна быть не менее IP5X для всех устройств МП РЗА.

Предотвращение попадания воды в устройства РЗА должно обеспечиваться защитной оболочкой устройства и дополнительно защитной оболочкой каркаса, в который необходимо встроить устройство РЗА и обеспечить защиту для обычно встречающихся условий — IPX2. Степень защиты устройств РЗА от проникновения воды должна быть не менее IPX2 (по ГОСТ 14254).

Если устройство РЗА устанавливается в шкафах, отсеках КРУ, то степень защиты IP5X определяется с учетом наличия оболочек, исключая случаи установки на двери шкафов КРУ.

11.6. Требования к надежности

11.6.1. Устройства РЗА должны содержать энергонезависимую внешнюю память для хранения уставок, результатов регистрации функционирования защит, образа адресного пространства данных при отказе блока питания и др.

11.6.2. Все сигналы должны фиксироваться в энергонезависимой памяти с указанием последовательности событий (дневник событий). Срок хранения информации не менее суток. Зафиксированная информация должна быть доступна оператору по его запросу.

11.6.3. Шкафы защит должны иметь заводские надписи на лицевой и оборотной сторонах в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а также маркировку аппаратуры в соответствии со схемами, согласно требованиям п. 5.9.4 ПТБ.

11.6.4. Неисправность любого терминала защиты или управления не должна приводить к выводу из работы исправного защищаемого элемента первичной сети, а также к отказу и ложным /излишним действиям других исправных терминалов.

11.6.5. Должны быть приняты следующие показатели надежности:

- время наработки на отказ сменного элемента – 10000 ч;
- время восстановления работоспособности – 3 ч (при наличии полного комплекта запасных блоков).

11.6.7. Устройства РЗА должны обладать функцией самодиагностики.

Глубина самодиагностики устройств РЗА определяется аппаратным и программным исполнением терминалов и должна обеспечивать выявление неисправных узлов с точностью до блока (модуля), для программируемых контроллеров – до контроллера.

11.7. Требования в части питания оперативным током

11.7.1. Устройство РЗА не должно повреждаться, или ложно срабатывать при подключении и (или) отключении источника питания.

11.7.2. Устройства РЗА должны сохранять работоспособность, заданные параметры и программы действия после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением.

11.7.3. Устройство РЗА не должно повреждаться, или ложно срабатывать при замыканиях на землю в цепи оперативного тока.

11.7.4. Терминал (панель, шкаф) РЗА должен иметь сигнализацию об исчезновении питающего напряжения.

11.8. Требования к электромагнитной совместимости

11.8.1. Электромагнитная совместимость поставляемых комплексов (устройств) РЗА должна обеспечиваться согласно ГОСТ Р 51317.6.5.

11.8.2. Шкафы (терминалы) РЗА должны быть устойчивы к:

– повторяющимся колебательным затухающим помехам (КЗП) по ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-96) при степени жесткости испытаний 3.

– наносекундным импульсным помехам по ГОСТ Р 51317.4.4-2007 (МЭК 61000-4-4-2004) при степени жесткости испытаний 4.

– электростатическим разрядам (ЭСР) по ГОСТ Р 51317.4.2-99 (МЭК 61000-4-2-95) при степени жесткости испытаний 4.

– микросекундным импульсным помехам (МИП) большой энергии по ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) при степени жесткости испытаний 4.

– воздействию магнитного поля промышленной частоты (МППЧ) по ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93) при степени жесткости испытаний 4: 30 А/м – для непрерывного (300 А/м – для кратковременного) магнитного поля.

– воздействию импульсного магнитного поля по ГОСТ Р 50649-94 (МЭК 1000-4-9-93) при степени жесткости испытаний 4.

– воздействию радиочастотного электромагнитного поля от радиопередающих устройств в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.4.3-2006 (МЭК 61000-4-3-2006) «Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний» при степени жесткости 3. При этом, напряженность поля – 10 В/м; полоса частот – от 26 до 1000 МГц.

11.9. Требования в части устойчивости к механическим воздействиям

11.9.1. Устройства РЗА по устойчивости к внешним механическим воздействующим факторам должны соответствовать требованиям ГОСТ 17516.1.

11.9.2. В нормируемых диапазонах частот в местах установки печатных плат, модулей и других элементов конструкция устройств РЗА не должна иметь резонансов.

11.10. Вид климатического исполнения терминалов и шкафов УХЛ4 и О4 по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».

11.11. Требования в части электробезопасности

11.11.1. Требования по электробезопасности должны соответствовать нормам ГОСТ 12.2.007.0, 12.2.007.6 и 12.2.007.7.

11.11.2. По способу защиты человека от поражения электрическим током устройства РЗА должны относиться к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

11.11.3. Устройства должны иметь болт для подключения защитного заземления по ГОСТ 12.1.030 к общему контуру заземления.

11.12. Пожарная безопасность устройств РЗА должна удовлетворять требованиям ГОСТ 12.1.004.

11.13. Комплектность поставки

11.13.1. Терминалы защит должны обеспечиваться ЗИП, достаточными для восстановления нормальной работы комплекса в течение срока неотложной (аварийной) заявки (1-2 сут), без оформления дополнительной заявки на поставку.

11.13.2. Поставщики в комплекте с терминалами (шкафами) должны предоставлять:

- Программное обеспечение (русифицированный вариант) для: – общения с терминалами, настройки параметров и конфигурации, – регистрации, считывания и просмотра осциллограмм.

- Полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 27300-87, в составе, необходимом для проектирования, монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Предоставляемая Поставщиком техническая и эксплуатационная документация должна включать:

- а) общее описание устройств РЗА;
- б) ведомость технических и эксплуатационных документов;
- в) спецификацию оборудования;
- г) описание комплекса технических средств, в том числе техническую документацию на отдельные компоненты аппаратуры, содержащую правила монтажа, настройки и эксплуатации;
- д) руководство пользователя для работы с программным обеспечением (описание, порядка его установки, конфигурирования и настройки);
- е) руководство по монтажу и наладке аппаратуры и программного обеспечения;
- ж) рекомендуемые методики расчета параметров срабатывания устройств РЗА;
- з) программы и методики испытаний при вводе в эксплуатацию, а также периодических проверок в процессе эксплуатации;
- и) протоколы наладки поставляемых ПТС;
- к) инструкции по эксплуатации комплекса технических средств РЗА;
- л) описание используемых протоколов обмена данными и внутренней адресаций терминалов, контроллеров и пр.;
- м) документацию с достоверными данными о количестве терминалов и опыте их эксплуатации.

12. Система диспетчерского управления и телемеханизации

12.1. Телеизмерения наиболее важных параметров, а также параметров, необходимых для последующей ретрансляции, суммирования или регистрации, должны выполняться, как правило,

непрерывными. Система передачи телеизмерений на вышестоящие диспетчерские пункты, как правило, должна выполняться не более чем с одной ступенью ретрансляции.

12.2. В устройствах телемеханики должны быть предусмотрены защиты, воздействующие на систему автоматического регулирования при различных повреждениях в устройствах или каналах телемеханики. Необходимо учесть запаздывание информации. Время выдачи команды управления на исполнительный орган, как правило, должно быть не более 1-2 секунд. Время выдачи команды - это время от момента инициализации команды с АРМ до получения обратного сообщения о передаче ее на исполнительный орган. Указанное время должно быть гарантировано при всех режимах работы системы.

12.3. При применении устройств телемеханики должна быть предусмотрена возможность отключения на месте:

- одновременно всех цепей телеуправления и телесигнализации при помощи устройств, образующих видимый разрыв цепи;

- цепей телеуправления и телесигнализации каждого объекта с помощью специальных зажимов, испытательных блоков и других устройств, образующих видимый разрыв цепи.

12.4. Для рационального использования аппаратуры телемеханики и каналов связи при обеспечении необходимой надежности и достоверности передачи информации допускается:

- телеизмерение мощности нескольких параллельных линий электропередачи одного напряжения выполнять как одно телеизмерение суммарной мощности;

- для телеизмерения по вызову на контролируемом пункте применять общие устройства для однородных измерений, а на диспетчерских пунктах - общие приборы для измерений, поступающих с разных контролируемых пунктов. При этом должна быть исключена возможность одновременной передачи или приема измерений;

- для сокращения объема телеизмерений рассматривать возможность замены их телесигнализацией предельных значений контролируемых параметров или устройствами сигнализации и регистрации отклонений параметров от установленной нормы;

- для одновременной передачи непрерывных телеизмерений и телесигнализации использовать комплексные устройства телемеханики;

- работа одного передающего устройства телемеханики на несколько диспетчерских пунктов, а также одного устройства телемеханики диспетчерского пункта на несколько контролируемых пунктов.

- все сигналы должны быть привязаны к единому астрономическому времени посредством приемников GPS или ГЛОНАС.

12.5. Питание устройств телемеханики (как основное, так и резервное) на диспетчерских и контролируемых пунктах должно осуществляться совместно с питанием аппаратуры каналов связи и телемеханики.

Переход на работу от источников резервного питания при нарушении электроснабжения основных источников должен быть автоматизирован. Необходимость резервирования питания на диспетчерских пунктах промышленных предприятий должна определяться в зависимости от требований по обеспечению надежности энергоснабжения.

Емкость аккумуляторных батарей, используемых для гарантированного и бесперебойного электроснабжения оборудования комплекса устройств телемеханики подстанции, должна обеспечивать питание нагрузки в течение 6 ч. Возможность применения автоматизированных дизель-электрических станций, рассматривается при соответствующем обосновании.

Классификация средств связи и телемеханизации по категориям электропитания определяется согласно СТО 70238424.27.010.055-2009.

12.6. Вся аппаратура и панели телемеханики должны иметь маркировку и устанавливаться в местах, удобных для эксплуатации.

12.7. Следует использовать аппаратуру на микропроцессорной базе.

13. Система оперативного тока

13.1. Технические требования к схемам и системам питания вторичных цепей системы оперативного постоянного тока

13.1.1 СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройств сигнализации;
- устройств противоаварийной автоматики;
- устройств коммерческого учета электроэнергии;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ.

- светильников аварийного освещения.

13.1.2 Система питания постоянного тока должна предусматривать:

- не менее двух АБ для ПС с высшим напряжением 110 кВ с более чем 3-мя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения, не менее одной АБ - для ПС с высшим напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ;

- на каждую АБ должно быть два выпрямительно-зарядных устройства (ВЗУ);

- должна быть предусмотрена возможность «горячей замены» выпрямительных модулей без отключения потребителей и аккумуляторной батареи.

- обеспечение питания вторичных систем от зарядных устройств, если произойдет отключение аккумуляторной батареи;

- шкафы распределения оперативного тока;

- кабельная распределительная сеть;

- отключающие аппараты защиты от сверхтоков (КЗ и перегрузок);

- устройства защиты от перенапряжений.

13.1.3. Номинальное напряжение СОПТ - 220 В.

13.1.4. Нормально допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ - $\pm 5\%$.

14.1.5. Предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ $\pm 10\%$.

13.1.6. Суммарное сопротивление каждого полюса СОПТ относительно земли должно быть не менее 150 кОм.

13.1.7. Питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения должно осуществляться через отдельные предохранители или автоматические выключатели. Питание оперативным током цепей РЗА и управления выключателями каждого присоединения предусматривается через отдельные автоматические выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями (предупредительная сигнализация, электромагнитная блокировка и др.).

13.1.8. Защитные аппараты должны обеспечивать отключение КЗ в любой точке СОПТ сопровождающихся снижением напряжения на сборках ЩПТ и ШРОТ глубиной более 50% со временем не превышающим 20 мс. Время ликвидации коротких замыканий в сети постоянного оперативного тока должно быть меньше допустимого перерыва питания микропроцессорных устройств защиты.

13.1.9. Неисправности компонентов СОПТ должны выявляться автоматически средствами мониторинга и средствами самодиагностики устройств компонентов СОПТ.

13.1.10. СОПТ должна иметь систему поиска «земли», состоящую из двух основных частей:

- стационарной для автоматического выявления секции шин или сборок ЩПТ, на присоединениях которых произошло снижение сопротивления изоляции относительно земли;

- переносной, в виде специализированного прибора для ручного поиска местоположения дефекта изоляции.

Автоматический поиск «земли» должен обеспечиваться без отключения электроприемников и без инъекции в сеть СОПТ токов, способных вызвать ложное срабатывание устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

13.1.11. Устройство контроля изоляции должно выполнять автоматическое измерение сопротивления изоляции полюсов сети СОПТ относительно земли и выдавать сигнал в АСУ ТП, при снижении сопротивления одного или одновременно двух полюсов в соответствии с требованиями ПТЭ электрических станций и сетей (п.5.5.10).

13.1.12. СОПТ должно использоваться оборудование со сроком службы не менее 20 лет.

13.1.13. Оборудование СОПТ должно быть рассчитано на эксплуатацию с периодичностью технического обслуживания не менее чем 3 года.

13.1.14. Возможность замены неисправного оборудования должна быть обеспечена без демонтажа исправного. Должен быть обеспечен свободный доступ к клеммам оборудования для ревизии контактных соединений.

13.1.15. В СОПТ запрещается:

- параллельная работа двух и более АБ;
- использование отключающих защитных и коммутационных аппаратов, не сертифицированных для применения в электроустановках постоянного тока;
- подключение к сети СОПТ устройств с сопротивлением цепи питания относительно «земли» менее 1 МОм.

13.1.16. Регистрация аварийных процессов и событий (дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов и состоянии плавких предохранителей, сигналы неисправностей и аналоговые сигналы контролируемых параметров) в СОПТ должна выполняться средствами АСУ ТП.

13.2. Щиты постоянного тока

13.2.1 Щит постоянного тока (ЩПТ) предназначен для подключения источников питания (АБ и ВЗУ) и распределения электроэнергии по группам электроприемников СОПТ.

13.2.2. Запрещается установка секционирующих рубильников между секциями или сборками питания устройств РЗА в пределах одного ЩПТ.

13.2.3 Для защиты от КЗ и перегрузок должна использоваться трех-или двухуровневая система отключающих защитных аппаратов.

На верхних уровнях должны применяться комбинированные коммутационно-защитные аппараты с плавкими предохранителями, на нижнем уровне допускается применение автоматических выключателей, или комбинированные аппараты «предохранитель-выключатель-разъединитель», сертифицированных для применения в электроустановках постоянного тока.

13.2.4 Комбинированные коммутационно-защитные аппараты с плавкими вставками должны иметь датчики положения «включено/отключено», а сигналы с датчиков должны передаваться в АСУ ТП.

13.2.5 Отключающие защитные аппараты всех уровней должны обеспечивать селективное отключение сверхтоков.

13.2.6 Количество запасных плавких вставок должно быть не менее удвоенного количества вставок, установленных в СОПТ, номинальные параметры запасных вставок должны соответствовать установленным в СОПТ.

13.2.7 Должен быть обеспечен контроль с автоматической регистрацией и сообщениями о недопустимых отклонениях следующих параметров:

- тока заряда АБ;
- пульсаций тока заряда АБ;
- напряжений между выводами АБ (напряжений групп аккумуляторов);
- напряжений на сборках ЩПТ;
- пульсаций напряжения на выходе ВЗУ;
- сопротивлений изоляции полюсов распределительной сети относительно «земли».

Должен быть обеспечен контроль с автоматической регистрацией и сообщениями об изменениях:

- целостности цепи АБ (обрыв);
- симметрии напряжений групп аккумуляторов АБ;
- исправности ВЗУ;
- положения коммутационных аппаратов цепи ввода АБ и ЩПТ.

13.2.8 На ЩПТ должны быть устройства отображения параметров режима СОПТ и состояния защитных аппаратов. Отображению на ЩПТ подлежат следующие параметры:

- напряжения на сборках;
- сопротивления изоляции полюсов сети относительно "земли";
- состояния плавких вставок предохранителей;
- целостности цепи АБ и исправности ВЗУ;
- ток в цепи АБ;
- напряжения групп аккумуляторов АБ;
- напряжений между полюсами ввода АБ и «землей».

13.3. Аккумуляторные батареи

13.3.1 АБ должна обеспечивать:

- питание всех подключенных к СОПТ электроприемников при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение расчетного времени, необходимого для прибытия персонала на подстанцию, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению нормального режима работы СОПТ, но не менее двух часов;
- максимальные расчетные толчковые токи в конце гарантированного 2-х часового (не менее) разряда током нагрузки при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС).

13.3.2 На ПС следует использовать малообслуживаемые стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы открытых (вентилируемых) типов по ГОСТ Р МЭК 60896-1-95;

Допускается использование необслуживаемых герметичных гелевых АБ.

13.3.3 АБ должна иметь датчик температуры, для корректировки напряжения поддерживающего заряда, и средства контроля его исправности.

13.3.4 Размещение АБ и ЩПТ должно обеспечивать применение соединяющего их кабеля минимальной длины, как правило, не более 20 м.

13.3.5 Присоединение АБ к защитным аппаратам первого уровня должно осуществляться медными одножильными гибкими (многопроволочными) кабелями с кислотостойкой изоляцией.

13.3.6 Корпуса аккумуляторов должны быть изготовлены из ударопрочного материала, не поддерживающего горение.

13.3.7 Аккумуляторы должны поставляться со стеллажом и с комплектом штатных изолированных перемычек, динамометрическим ключом для монтажа межэлементных соединений и 2-мя комплектами вспомогательных средств, минимально необходимых для обслуживания АБ в процессе эксплуатации.

13.4. Выпрямительно - зарядные устройства

13.4.1 ВЗУ предназначены для питания электроприемников постоянного тока и заряда, подзаряда аккумуляторных батарей.

13.4.2 Мощность каждого из двух ВЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к комплекту СОПТ электроприемников подстанции с учетом проведения одновременно ускоренного заряда одной АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

13.4.3 Схема подключения ВЗУ к источнику переменного тока должна обеспечивать электропитание хотя бы одного из двух ВЗУ АБ, при отказе и ремонте оборудования собственных нужд ПС.

13.4.4 Технические параметры ВЗУ должны полностью соответствовать типу аккумуляторов по пульсациям тока поддерживающего заряда, как правило, не более 5 А на 100 Ач емкости АБ.

13.4.5 Пульсации напряжения при работе ВЗУ на полную нагрузку комплекта СОПТ, при отключенной АБ, не должны превышать 5 % Уном.

13.4.6 Точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда должна быть не хуже $\pm 1\%$.

13.4.7 ВЗУ должны иметь блокировку режима уравнительного и ускоренного заряда при неисправности принудительной приточно-вытяжной вентиляции аккумуляторного помещения.

13.4.8 ВЗУ должны обеспечивать термокомпенсацию напряжения поддерживающего заряда аккумуляторов.

13.4.9 ВЗУ должны обеспечивать заряд АБ в автоматическом трехступенчатом режиме (ступень ограничения начального тока заряда, ступень ограничения напряжения, ступень термокомпенсированной стабилизации напряжения).

13.4.10 ВЗУ должно автоматически включаться после перерывов питания со стороны переменного тока и продолжать работать в том режиме, в котором работало до перерыва питания.

13.4.11 ВЗУ должны обеспечивать возможность задания и автоматического контроля следующих параметров:

- начального тока заряда полностью разряженной АБ;
- напряжения уравнительного заряда аккумуляторов в интервале 2,3-2,4В с погрешностью не более $\pm 2\%$;
- напряжения поддерживающего заряда в соответствии с типом аккумуляторов и их количеством в аккумуляторной батарее;
- коэффициента температурой компенсации напряжения поддерживающего заряда;
- продолжительности уравнительного заряда в интервале от 0,5 до 72 часов с последующим автоматическим переходом в режим поддерживающего заряда.

13.4.12 Два ВЗУ одной АБ не должны размещаться в одном или рядом расположенных шкафах.

14. Система собственных нужд

14.1. Технические требования распространяется на следующее электрооборудование и устройства, входящие в системы собственных нужд подстанций:

- трансформаторы собственных нужд, подключаемые обмоткой высшего напряжения к различным источникам питания напряжением 6-35 кВ;
- распределительные устройства собственных нужд переменного напряжения 0,4 кВ с вводами питания от трансформаторов собственных нужд;
- кабели линий питания и присоединений собственных нужд;
- цепи и аппаратура питания основных электроприемников СН ПС.

14.2. На подстанциях, оснащенных АСУТП, в составе задач АСУТП должны быть реализованы задачи управления и контроля электрооборудования систем питания СН:

- контроль и регистрация текущих параметров и их отклонений за допустимые пределы;
- управление коммутационными аппаратами, контроль их состояния;
- АВР питания СН;
- контроль состояния и фиксация срабатываний устройств защиты электрооборудования системы питания СН;
- реализация связи АСУТП с локальными микропроцессорными терминалами электрооборудования СН.

14.3. Время автоматического восстановления питания секций СН в результате отключения рабочих вводов и включения устройствами АВР резервных вводов источников питания СН не должно превышать 0,3-0,5 с.

14.4. На подстанциях в зависимости от вида, особенностей и назначения электрооборудования и устройств принимаются следующие системы заземления и защитных мер безопасности.

Для сети собственных нужд переменного тока 380/220 В – TN-C-S. Питание цепей силовых электроприемников организуется по системе заземления TN-C, а питание шкафов с электронным слаботочным оборудованием осуществляется по системе TN-S.

14.5. В системах собственных нужд переменного тока применяются: ячейки распределительных устройств 35, 10(6) кВ (от источников питания), распределительные устройства 0,4 кВ, трансформаторы собственных нужд 35,10(6)/0,4 кВ, кабели, устройства РЗА и т.д.

14.6. В сетях СН должны применяться силовые кабели с медными жилами с пластмассовой (поливинилхлоридной) изоляцией или с изоляцией из сшитого полиэтилена (для вводных кабелей напряжением 6-35 кВ на трансформаторы СН). Все кабели должны соответствовать ГОСТ 16442, СТО 70238424.27.010.048, а также требованиям нераспространения горения (исполнение «НГ») или по требованию Заказчика требованиям нераспространения горения с низким дымо- и газовыделением (исполнение «НГ-LS»).

Силовые кабели должны проверяться на термическую стойкость и невозгораемость.

Компоновка кабельного хозяйства систем СН должна быть выполнена таким образом, чтобы при угрозе пожаров в кабельном хозяйстве или вне его должна быть исключена вероятность одновременного выхода из строя двух трансформаторов СН.

В целях повышения надежности и полноценного дублирования работы основных и резервных защит (либо двух комплектов защит) основные входные и выходные цепи этих защит должны быть разделены (по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям) путем размещения этих цепей в разных кабелях, а также в кабелях по разным трассам.

14.7. В качестве защитных аппаратов в цепях 0,4 кВ линий питания вторичных сборок, а также в сетях освещения должны применяться автоматические выключатели.

14.8. При установке оборудования, аппаратуры и устройств РУ в помещениях проходы обслуживания, находящиеся с лицевой или задней стороны щита, должны соответствовать следующим требованиям:

- ширина проходов в свету должна быть не менее 0,8 м, высота проходов в свету не менее 1,9 м. Ширина прохода должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования. В отдельных местах проходы могут быть стеснены выступающими строительными конструкциями, однако ширина прохода в этих местах должна быть не менее 0,6 м.

14.9. В качестве ограждения неизолированных токоведущих частей могут служить сетки с размерами ячеек не более 25×25 мм, а также сплошные или смешанные ограждения. Высота ограждений должна быть не менее 1,7 м.

14.10. Управление электрооборудованием и элементами СН ПС должно выполняться с учетом особенностей выполнения главной электрической схемы и компоновки подстанции:

- со щита управления в ОПУ;
- с АРМ СН ПС, входящего в состав АСУТП;
- в РУ 10(6) кВ (по месту);
- в РУСН-0,4 кВ (по месту).

15. Система технического и коммерческого учёта

15.1. АСКУЭ должна обеспечивать требуемой учетной информацией о функционировании энергетического объекта, оптовый и розничные рынки электроэнергии.

15.2. Все используемые в АСКУЭ средства измерения должны иметь сертификаты об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

15.3. Средствами измерений АСКУЭ, на которые распространяются требования по метрологическому обеспечению являются:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения,
- счетчики коммерческого учета электроэнергии,
- устройства сбора и передачи данных,
- система обеспечения единого времени.

Нормируемые метрологические характеристики указанных средств измерений определяются ГОСТ 8.009.

15.4. Элементы АСКУЭ не подлежат Государственной поверке.

15.5. АСТУЭ (АСКУЭ) следует условно делить на три уровня иерархии (зависит от сложности объекта и экономического обоснования):

1) Первый, нижний уровень системы - информационно-измерительный комплекс (ИИК) – должен включать измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и тока (ТТ), счетчики электроэнергии, электрические цепи между ними, и должен выполнять функцию измерений в точках учета электроэнергии электроустановки и формировать данные о состоянии средств и схемы измерений;

2) Второй уровень системы учета информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) может охватывать одну или несколько электроустановок. Он состоит из одного или нескольких устройств сбора и передачи данных, линий связи этих устройств со счетчиками электроэнергии, средств передачи информации на верхний уровень системы по каналам связи, а также может включать устройство измерения и коррекции системного времени и комплекс вычислительных АРМ.

3) Третий, верхний уровень системы – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) центра сбора и обработки данных – должен включать:

- вычислительную технику со специализированным программным обеспечением;
- средства сбора и передачи информации по каналам связи;
- автоматизированный сбор результатов измерений и данных со всех нижестоящих энергетических объектов;
- достоверизацию и хранение результатов измерений и собранных данных;
- замещение недостоверных результатов измерений (при необходимости);
- ручной ввод недостающих результатов измерений (при необходимости);
- оценку состояния элементов системы учёта и схем измерений энергообъектов;
- формирование баз данных;
- формирование отчетных и аналитических данных.

15.6. Технические требования к элементам информационно измерительным комплексам - счетчикам электрической энергии и измерительным трансформаторам для технического учета электроэнергии приведены в таблице 1.

Таблица 1

Объект измерений	Классы точности, не ниже			
	Счетчики активной энергии	Счетчики реактивной энергии	ТТ	ТН
Трансформаторы мощностью 63 МВ*А и более	0,2S*	0,5*	0,2S	0,2
Трансформаторы мощностью 10-40 МВ*А	0,5S*	1,0*	0,5S	0,5
Трансформаторы мощностью менее 10 МВ*А	0,5	1,0	0,5	0,5
Присоединения элементов собственных нужд электростанций мощностью 750 кВт и более	0,5	1,0	0,5	0,5
Присоединения элементов собственных нужд электростанций и подстанций мощностью менее 750 кВт	1,0	-	0,5	0,5
Линии электропередачи 35 - 110 кВ	0,5	1,0	0,5	0,5
Линии электропередачи и отходящие фидеры 6 – 10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и более	0,5S*	1,0S*	0,5S	0,5
Другие объекты учета и присоединения	1,0	2,0	1,0	1,0

* многофункциональные счетчики с функцией измерения и хранения получасовых объемов электрической энергии и получасовых среднеинтервальных мощностей (интервальные счетчики)

15.7. Технические требования к элементам АСКУЭ прописаны в «Положении о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка». Нормативный

документ ОАО «АТС».

16. Охранно-пожарная сигнализация

16.1. Основные функции охранно-пожарной сигнализации определяются ГОСТ 26342-84.

16.2. Охранная и пожарная сигнализации, находясь в единой системе централизованного управления и мониторинга должны, сохранять автономность независимыми друг от друга постами управления.

16.3. По способу выявления тревог и формирования сигналов рекомендуется адресно-аналоговая охранно-пожарная сигнализация.

16.4. Электропитание оборудования ОПС должно осуществляться от двух независимых источников переменного тока или от одного источника переменного тока, но с автоматическим переключением (если это не предусматривается устройствами самой установки) на питание от аккумуляторных батарей и должно соответствовать требованиям СНиП 2.04.09-84 и РД 78.143-92.

16.5. При использовании в качестве резервного, любого источника, должна быть обеспечена работа ОПС в течение суток в дежурном режиме и в течение не менее 3 часов в режиме тревоги.

16.6. Рекомендуется охранную и пожарную сигнализации интегрировать в единую инженерную систему объекта.