





Публичное акционерное общество
«Российские сети»



ПОБЕДИТЕЛЬ
Всероссийского конкурса
рукописей учебной,
научно-технической
и справочной литературы
по энергетике 2017 года

*Книга издана
при поддержке
Публичного акционерного общества
«Российские сети»*

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

Р.К. Борисов, С.С. Жуликов, Е.В. Коломиец

**ДИАГНОСТИКА СИСТЕМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ,
МОЛНИЕЗАЩИТЫ, СОБСТВЕННЫХ НУЖД,
ПОСТОЯННОГО ТОКА,
БЛОКИРОВОК БЕЗОПАСНОСТИ
И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ**

для студентов, обучающихся по программе бакалавриата по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и программам магистратуры по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», аспирантов и преподавателей, инженерно-технических работников и персонала, занимающихся эксплуатацией, испытанием и наладкой электротехнического оборудования, слушателей курсов подготовки, переподготовки и повышения квалификации

Москва
Издательство МЭИ
2018

УДК 537.8
ББК 22.313
Б82

Борисов, Р.К.

К903 Диагностика систем заземления, молниезащиты, собственных нужд, постоянного тока, блокировок безопасности и электромагнитной обстановки / Р.К. Борисов, С.С. Жуликов, Е.В. Коломиец. — М.: Издательство МЭИ, 2018. — 372 с.

ISBN 978-5-7046-1949-9

Рассмотрены методы и средства диагностики систем заземления, молниезащиты, собственных нужд, постоянного тока, блокировок безопасности и электромагнитной обстановки на электрических станциях и подстанциях, нарушение нормального функционирования которых приводит к тяжелым последствиям: в обеспечении электробезопасности, частичному или полному прекращению работы энергообъекта, большим материальным потерям.

Новые методические подходы к диагностике состояния ответственных систем, апробированные на практике и реализованные в нормативно-технических документах, позволяют своевременно выявлять и устранять имеющиеся дефекты, обеспечивая тем самым надежную работу энергообъектов.

Для инженерно-технических работников и персонала, занимающегося эксплуатацией, испытанием и наладкой электротехнического оборудования, а также для студентов, преподавателей и аспирантов по направлению «Электроэнергетика и электротехника», и для слушателей курсов подготовки, переподготовки и повышения квалификации.

**УДК 537.8
ББК 22.313**

ISBN 978-5-7046-1949-9

© Р.К. Борисов, С.С. Жуликов, Е.В. Коломиец, 2018
© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2018
© ПАО «Россети», 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	9
Основные термины и определения.....	10
Список сокращений	16
Глава 1. Методы и средства диагностики заземляющих устройств электроустановок.....	19
1.1. Общие положения	19
1.2. Контролируемые параметры.....	20
1.3. Периодичность проверки технического состояния заземляющих устройств.....	22
1.4. Сбор исходных данных	23
1.5. Методы и средства для диагностики заземляющих устройств	24
1.5.1. Определение исполнительной схемы заземляющего устройства	24
1.5.2. Измерение сопротивления металлосвязей.....	26
1.5.3. Определение удельного электрического сопротивления грунта	29
1.5.4. Измерение сопротивления заземляющего устройства	34
1.5.5. Определение напряжения на заземляющем устройстве.....	36
1.5.6. Определение напряжения прикосновения	38
1.5.7. Определение распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах короткого замыкания	41
1.5.8. Определение тепловой устойчивости заземлителей, заземляющих проводников и экранов кабелей	43
1.5.9. Определение распределения импульсных напряжений при коммутациях силового оборудования и коротких замыканиях на шинах распределительного устройства.....	45
1.5.10. Импульсные помехи при ударах молнии, связанные с подъемом потенциала заземлителя.....	47
1.5.11. Определение коррозионного состояния заземляющих проводников и заземлителей.....	49
1.6. Требования к оформлению результатов диагностики заземляющих устройств.....	52
1.7. Разработка мероприятий по устранению выявленных дефектов заземляющего устройства.....	52
1.8. Меры безопасности при проведении работ по диагностике заземляющего устройства	52
Список литературы	53
Приложение 1.1. Паспорт заземляющего устройства подстанции.....	54
Приложение 1.2. Компьютерные программы для расчета электрических параметров заземляющих устройств	62
Приложение 1.3. К вопросу о выборе приборов для диагностики заземляющих устройств на электрических станциях и подстанциях	64
Глава 2. Методы и средства диагностики молниезащитных устройств	69
2.1. Молния как источник поражающих воздействий	69
2.2. Нормативные документы	75
2.3. Эксплуатационно-техническая документация и контролируемые параметры молниезащиты....	77
2.4. Методы и средства диагностики молниезащитных устройств энергообъектов	79
2.4.1. Визуальный осмотр.....	81
2.4.2. Проверка исполнительной схемы и защиты от прямого удара молнии.....	82
2.4.3. Измерение импульсного сопротивления системы молниезащиты	84
2.4.4. Импульсные помехи и магнитные поля при ударах молнии	86
2.5. Требования к оформлению результатов диагностики системы молниезащиты	86
2.6. Определение грозоупорности воздушных линий	87
2.6.1. Диагностика заземляющих устройств опор воздушных линий	87
2.7. Требования к техническим средствам.....	90
Список литературы	91
Приложение 2.1. Паспорт системы молниезащиты ПС 220 кВ.....	92

Глава 3. Методы и средства диагностики электромагнитной обстановки	101
3.1. Основные положения.....	101
3.2. Проведение измерений и расчетов по определению ЭМО	103
3.2.1. Определение воздействий напряжений и токов промышленной частоты на вторичное оборудование	103
3.2.2. Импульсные помехи при коммутациях силового оборудования и коротких замыканиях на шинах распределительного устройства	108
3.2.3. Импульсные помехи при ударах молнии	115
3.2.4. Электромагнитные поля радиочастотного диапазона	121
3.2.5. Разряды статического электричества	121
3.2.6. Магнитные поля промышленной частоты	123
3.2.7. Импульсные магнитные поля.....	125
3.2.8. Помехи, связанные с возмущениями в цепях питания постоянного и переменного тока	125
3.2.9. Помехи от вспомогательного электрооборудования	126
3.2.10. Оформление результатов измерений и расчетов.....	126
3.3. Меры безопасности при определении электромагнитной обстановки.....	127
3.4. Периодичность проведения работ по определению электромагнитной обстановки	127
Список литературы	128
Приложение 3.1. Рабочая программа проведения экспериментальных работ по определению ЭМО.....	129
Приложение 3.2. Протоколы измерений	130
Приложение 3.3. Коэффициенты экранирования.....	142
Приложение 3.4. Требования к вторичному оборудованию по помехоустойчивости и помехоэмиссии	147
Глава 4. Методы и средства диагностики системы оперативного постоянного тока	152
4.1. Общие положения	152
4.2. Нормативные документы	155
4.3. Методы и средства диагностики системы оперативного постоянного тока энергообъектов	160
4.4. Визуальный осмотр и корректировка схемы СОПТ	161
4.5. Определение технического состояния аккумуляторной батареи	171
4.5.1. Внешний (визуальный) осмотр	171
4.5.2. Определения емкости аккумуляторной батареи	171
4.5.3. Определение технического состояния контактов аккумуляторной батареи	176
4.5.4. Последовательность и содержание работ по определению технического состояния аккумуляторной батареи	179
4.6. Определение технического состояния зарядно-подзарядных устройств	184
4.7. Определение технического состояния стабилизаторов напряжения	189
4.8. Определение технического состояния устройств контроля изоляции и поиска «земли».....	189
4.9. Определение технического состояния коммутационно-защитной аппаратуры.....	195
4.9.1. Определение технического состояния автоматических выключателей.....	195
4.9.2. Определение технического состояния плавких предохранителей, предохранителей- разъединителей, коммутационных аппаратов	195
4.10. Определение технического состояния устройств защиты от импульсных перенапряжений... 200	
4.11. Измерение и расчет токов короткого замыкания в сети системы оперативного постоянного тока	203
4.12. Определение технического состояния контактных соединений	206
4.13. Проверка отключающей способности, чувствительности и селективности защитных аппаратов	209
4.14. Проверка термической стойкости и невозгораемости электропроводки и кабельных линий	217
4.15. Проверка отстройки защитных аппаратов от пусковых токов и термической стойкости электромагнитов включения	221
4.16. Проверка работоспособности электроприемников в нормальном и аварийном режимах работы с учетом текущих параметров системы оперативного постоянного тока	221

4.17. Проверка выполнения требований ЭМС	227
4.18. Лабораторные исследования.....	238
4.19. Периодичность проведения диагностики системы оперативного постоянного тока.....	238
4.20. Требования к оформлению результатов диагностики системы оперативного постоянного тока.....	239
4.21. Меры безопасности при проведении диагностики системы оперативного постоянного тока	239
4.22. Результаты диагностики системы оперативного постоянного тока	239
4.23. Требования к новому оборудованию СОПТ при его реконструкции или замене.....	247
Список литературы	250
Приложение 4.1. Паспорт системы оперативного постоянного тока.....	253
Приложение 4.2. Форма программы производства работ	265
Глава 5. Методы и средства диагностики системы собственных нужд.....	268
5.1. Общие положения	268
5.2. Нормативные документы	269
5.3. Методы и средства диагностики системы собственных нужд энергообъектов	272
5.4. Визуальный осмотр и корректировка схемы собственных нужд	272
5.5. Проверка наличия цепи между заземленными установками и элементами заземленной установки	279
5.6. Измерение сопротивления изоляции проводов, кабелей, обмоток электрических машин и аппаратов	281
5.7. Проверка согласования параметров цепи «фаза — нуль» с характеристиками аппаратов защиты.....	287
5.7.1. Требования нормативных документов	287
5.7.2. Измерительные приборы.....	287
5.8. Проверка проводов и кабелей на термическую стойкость и невозгораемость при коротких замыканиях	296
5.9. Определение технического состояния автоматических выключателей.....	300
5.9.1. Методика проверки	300
5.9.2. Приборы для проверки автоматических выключателей.....	302
5.10. Проверка распределения нагрузок по фазам потребителей и соответствия сечения кабелей и проводов длительно допустимым токовым нагрузкам.....	305
5.11. Проверка контактных соединений и плавких вставок на нагрев	307
5.12. Проверка селективности работы защитных аппаратов	311
5.13. Определение технического состояния АВР питания собственных нужд 0,4 кВ	314
5.14. Требования к оформлению результатов диагностики системы собственных нужд	319
5.15. Характерные дефекты системы собственных нужд	319
Список литературы	322
Приложение 5.1. Протокол проверки АВР	324
Глава 6. Методы и средства диагностики оперативных блокировок безопасности	331
6.1. Общие положения	331
6.2. Нормативные документы	331
6.3. Методика комплексной диагностики оперативных блокировок безопасности на энергообъектах	332
6.3.1. Проверка документации по оперативным блокировкам безопасности	333
6.3.2. Визуальный осмотр элементов системы.....	334
6.3.3. Проверка правильности сборки (монтажа) схем логического построения системы.....	336
6.3.4. Проверка выполнения требований ЭМС	336
6.3.5. Определение технического состояния элементов ОББ	336
6.4. Алгоритм построения цепей логики	353
6.5. Результаты диагностики оперативных блокировок безопасности	360

Список литературы	363
Приложение 6.1. Организация блока 1 «Снятие нагрузки»	365
Приложение 6.2. Организация блока 2 «Исключение возможности подачи напряжения на заземленные участки цепи»	366
Приложение 6.3. Организация блока 3 «Организация цепи с малым сопротивлением»	367
Приложение 6.4. Организация блока 4 «Исключение возможности заземления участков цепи под напряжением»	368
Приложение 6.5. Первичные схемы включения оборудования, реализованные на отделителях	369
Приложение 6.6. Блок логики для схемы «треугольник»	370
Приложение 6.7. Блок логики для схемы «Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов»	371

Предисловие

Большинство технологических нарушений и аварий в электроэнергетике происходит из-за того, что не были своевременно выявлены и устранены дефекты в оборудовании и системах, обеспечивающих нормальное функционирование энергообъектов. Нормы и правила по контролю состояния электротехнического оборудования, действующие в Российской Федерации, несмотря на их постоянное совершенствование не в полной мере соответствуют современным технологиям и техническим средствам.

Персонал, проводящий диагностические работы, часто не имеет достаточно квалификации и понимания того, какие методы и средства должны применяться для проведения этих работ. Методической литературы по этому направлению явно недостаточно.

Формально руководствуясь требованиями нормативных документов, но не понимая на каких физических принципах базируется технологический процесс, персонал организаций, выполняющих диагностику, часто получает некачественные результаты и не способен правильно их проанализировать, чтобы определить имеющиеся дефекты и предложить мероприятия по их устранению.

В представленной работе рассматриваются вопросы диагностики систем, ответственных за обеспечение электробезопасности персонала и нормальное функционирование энергообъектов: заземляющих устройств; молниезащитных устройств; оперативного постоянного тока; собственных нужд; оперативных блокировок безопасности, а также электромагнитной обстановки.

Все представленные методики и технические средства были апробированы сотрудниками ООО «НПФ ЭЛНАП» и «НИУ «МЭИ» на большом количестве электрических станций и подстанций в различных энергосистемах Российской Федерации.

На основе многолетнего опыта работы совместно с ведущими специалистами Российской Федерации были разработаны нормативные документы по указанным направлениям. В подготовке этих нормативных документов участвовали: Целебровский Ю.В., Базелян Э.М., Ларионов В.П., Колечицкий Е.С., Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Жуков А.В., Гусев Ю.П. При подготовке методических пособий авторы опирались на работы отечественных и зарубежных специалистов. Среди них Корякин Р.Н., Якобс Ф.И., Хабигер Э., Шваб А., Овсянников А.Г., Темников А.Г., Долин А.П., Уситвина А.А., Петров С.Р.

В последнее время разработаны новые технологии и технические средства, существенно повышающие качество диагностики по указанным направлениям. Они нашли отражение в данной работе.

На отечественном рынке представлено большое количество приборов для проведения измерений при диагностике как отечественных, так и зарубежных производителей. К сожалению, многие из них не предназначены для применения на объектах электроэнергетики, хотя и широко используются различными организациями. Формальное включение их в Госреестр как средства измерений не означает, что их характеристики обеспечивают возможность получения достоверных результатов. Представленный в работе анализ позволит правильно ориентироваться при выборе на рынке необходимых для проведения диагностики приборов.

Практика применения новых технологий в области диагностики показала, что квалифицированное проведение работ по указанным направлениям позволяет существенно повысить надежность работы энергетических систем.

Авторы постарались в простой и ясной форме изложить методы и средства диагностики по указанным направлениям, показать на каких физических принципах основан технологический процесс, в какой форме должны представляться результаты, а также, как проводить анализ полученных результатов и какие мероприятия должны применяться для устранения установленных недостатков.

Основные термины и определения

Автоматический выключатель — механический коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи в нормальном состоянии цепи, а также включать, проводить в течение заданного времени и автоматически отключать токи в указанном аномальном состоянии цепи, например токи короткого замыкания.

Автономный режим работы системы оперативного постоянного тока — режим питания электроприемников постоянного тока от аккумуляторной батареи при пропадании напряжения на выходе зарядных устройств (на стороне выпрямленного напряжения).

Аккумулятор — химический источник энергии, допускающий многократный заряд и разряд.

Аккумулятор открытого типа — аккумулятор, в котором газы, выделяющиеся в процессе заряда, могут свободно выходить наружу.

Базовая конструкция заземляющего устройства — первичная конструкция заземляющего устройства, закладываемая в расчет, конфигурация которой зависит от класса напряжения и компоновки оборудования электроустановки.

Безопасное расстояние — минимальное расстояние между двумя проводящими элементами вне или внутри защищаемого объекта, при котором между ними не может произойти опасного искрения или пробоя.

Блокирование в электротехническом изделии (устройстве) — осуществление логической функции запрета в электротехническом изделии (устройстве).

Блокировка электротехнического изделия (устройства) — часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для предотвращения или ограничения выполнения операций одними частями изделия при определенных состояниях или положениях других частей изделия в целях предупреждения возникновения в нем недопустимых состояний или исключения доступа к его частям, находящимся под напряжением.

Внутреннее устройство заземления (здания) — совокупность магистралей заземления и отдельных заземляющих проводников, расположенных внутри здания.

Времятоковая характеристика — кривая зависимости преддугового времени или времени отключения от ожидаемого тока в установленных условиях срабатывания.

Встречный разряд — искровой канал, формирующийся от проводящих конструкций наземного сооружения в электрическом поле грозового облака и лидера нисходящей молнии.

Вторичные цепи электростанции (подстанции) — совокупность кабелей и проводов, соединяющих устройства управления, сигнализации, автоматики, защиты и измерений электростанции (подстанции).

Вторичное оборудование — аппаратура (устройства) релейной защиты и электроавтоматики, противоаварийной автоматики; автоматизированной системы управления технологическим процессом; автоматизированной системы диспетчерского управления; системы сбора и передачи информации; автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии; противопожарной системы; охранной сигнализации; видеонаблюдения; система оперативного постоянного тока; система собственных нужд переменного тока 0,4 кВ; системы управления и сигнализации вспомогательного оборудования; система диагностики силового оборудования, контрольные кабели и т.п.

Выносной заземлитель — заземлитель, выполненный за пределами территории энергообъекта, не охватывающий эту территорию и соединенный с заземляющим устройством энергообъекта подземными или надземными проводниками.

Выравнивание потенциалов — снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле или в полу, или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или за счет применения специальных покрытий земли с низким удельным сопротивлением.

Выпрямитель — устройство, обеспечивающее преобразование переменного напряжения в постоянное.

Главная заземляющая шина — шина, являющаяся частью заземляющего устройства электроустановки до 1 кВ и предназначенная для присоединения нескольких проводников с целью заземления и уравнивания потенциалов.

Глубина разряда аккумулятора — показатель, характеризующий соотношение энергии аккумулятора, переданной во внешнюю цепь или поглощенную в процессе саморазряда, и энергии полностью

заряженного аккумулятора. Косвенным показателем глубины разряда является величина напряжения между полюсами аккумулятора или плотность электролита.

Глухозаземленная нейтраль — нейтраль трансформатора или генератора в сетях трехфазного тока, вывод источника однофазного тока, средняя точка в трехпроводных сетях постоянного тока напряжением до 1 кВ, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно.

Двойное замыкание на землю — замыкание на землю двух фаз в различных точках сети с изолированной (заземленной через дугогасящий реактор или резистор) нейтралью.

Допустимая вероятность прорыва молнии — предельно допустимая вероятность удара молнии в объект, защищаемый молниеотводами.

Емкость сети системы оперативного постоянного тока относительно земли — суммарная емкость полюсов сети системы оперативного постоянного тока относительно земли.

Естественный заземлитель — сторонняя проводящая часть, находящаяся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду, используемая для целей заземления.

«Естественный» элемент молниеотвода — элемент, выполняющий функцию защиты от прямых ударов молнии, но не установленный специально для этой цели. Используются термины: «естественный» молниеотвод, «естественный» молниеприемник; «естественный» токоотвод; «естественный» заземлитель.

Заземление — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

Заземлитель — проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду.

Заземляющий проводник — проводник, соединяющий заземляемую часть (точку) с заземлителем.

Заземляющее устройство — совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземляющий контур — заземляющий проводник в виде замкнутой петли вокруг здания в земле или на ее поверхности.

Заземляющий электрод — элемент заземлителя (горизонтальный или вертикальный), обеспечивающий непосредственный электрический контакт с грунтом и отводящий в него ток молнии.

Замыкание на землю — случайный электрический контакт между токоведущими частями, находящимися под напряжением, и землей.

Зарядное устройство — преобразователь переменного тока в постоянный ток, обеспечивающий заряд аккумуляторной батареи и электропитание нагрузок системы оперативного постоянного тока.

Защита катодная — электрохимическая защита, основанная на смещении потенциала объекта защиты в область отрицательных значений при помощи электрического тока.

Защита катодная гальваническая — электрохимическая защита, при которой защитный ток вырабатывается коррозионным элементом, образованным с помощью вспомогательного электрода.

Защита катодная от отдельного источника тока — электрохимическая защита, при которой защитный ток вырабатывается внешним источником энергии.

Защитное автоматическое отключение питания — автоматическое размыкание цепи одного или нескольких фазных проводников (и, если требуется, нулевого рабочего проводника), выполняемое в целях электробезопасности.

Защитное заземление — заземление, выполняемое в целях электробезопасности.

Защитное зануление — преднамеренное соединение открытых проводящих частей электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью трансформатора.

Защитное уравнивание потенциалов — уравнивание потенциалов, выполняемое в целях электробезопасности.

Защитный заземляющий проводник — защитный проводник, предназначенный для защитного заземления.

Защитный проводник уравнивания потенциалов — защитный проводник, предназначенный для защитного уравнивания потенциалов.

Защищаемый объект — здание или сооружение, их часть или пространство, для которых выполнена молниезащита.

Зона защиты молниеотвода — пространство в окрестности молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины.

Зона нулевого потенциала (относительная земля) — часть земли, находящаяся вне зоны влияния какого-либо заземлителя, электрический потенциал которой принимается равным нулю.

Зона растекания (локальная земля) — зона земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала. Термин «земля» следует понимать как земля в зоне растекания.

Искровой разряд скользящий — электрический разряд вдоль поверхности.

Искусственный заземлитель — заземлитель, специально выполняемый для целей заземления.

Категория молниезащиты — объем требований к молниезащите определенной группы объектов.

Компонент молнии — один из электрических разрядов, из которых состоит удар молнии в землю. Компоненты могут использовать общий канал или развиваться по различным траекториям.

Компоненты системы оперативного постоянного тока — электрооборудование для формирования системы оперативного постоянного тока.

Коррозия заземлителей — разрушение заземлителей вследствие их электрохимического взаимодействия с коррозионной средой или под воздействием стекающих с заземлителя переменных и постоянных токов.

Коэффициент передачи — отношение наибольшего значения импульса напряжения на заземляющем устройстве к наибольшему значению импульса напряжения на входных портах технических средств.

Линия дренажная — электрические провода, соединяющие в единую электрическую цепь защищаемый объект и источник защитного тока.

Магистраль заземления — заземляющий проводник с двумя или более ответвлениями.

Максимально допустимая температура невозгораемости кабеля или провода (невозгораемость) — максимально допустимая температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при повышении которой на 20 % оболочка или изоляция кабеля или провода начинает плавиться, выделяя дым, или загорается.

Металлические конструкции — металлические элементы, расположенные внутри (или на поверхности) защищаемого объекта и способные участвовать в растекании части тока молнии, а именно: водопровод и канализация, лестницы, направляющие лифтов, воздухопроводы вентиляции и кондиционирования, отопительные трубы, соединенная между собой стальная арматура и т.п.

Молниезащита внешняя — комплекс технических мероприятий по защите от прямых ударов молнии.

Молниезащита внутренняя — комплекс мероприятий по защите от электромагнитного поля тока молнии.

Молниезащитная сетка — молниеотвод, молниеприемником которого является металлическая сетка.

Молниеотвод, отдельно стоящий — молниеотвод, изолированный от защищаемого объекта таким образом, что искровое перекрытие между ними по земле и по воздуху невозможно.

Молниеотвод стержневой — молниеотвод с молниеприемником в виде стержня.

Молниеотвод тросовый — молниеотвод с молниеприемником в виде троса.

Молниеотвод, установленный на защищаемом объекте — молниеотвод, молниеприемники и токоотводы которого расположены таким образом, что часть тока молнии может растекаться через защищаемый объект или его заземлитель.

Молниеприемник — часть молниеотвода, предназначенная для перехвата молний.

Молния восходящая — молния, стартовавшая от наземного сооружения и развивающаяся к грозовому облаку.

Молния нисходящая — молния, стартовавшая в грозовом облаке и развивающаяся в направлении земли.

Надежность защиты — вероятность перехвата молниеотводом молний, ориентированных в направлении защищаемого объекта.

Напряжение на заземляющем устройстве — напряжение, возникающее между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала.

Напряжение прикосновения — напряжение между двумя открытыми проводящими частями или между открытой проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека или животного.

Напряжение шага — напряжение между двумя точками на поверхности земли, на расстоянии 1 м одна от другой, которое принимается равным длине шага человека, при одновременном прикосновении к ним человека или животного.

Номинальное значение параметра электротехнического изделия — значение параметра, указанное изготовителем, при котором изделие должно работать, являющееся исходным для отсчета отклонений.

Нулевой защитный проводник (PE-проводник) — защитный проводник в электроустановках до 1 кВ, предназначенный для присоединения открытых проводящих частей к глухозаземленной нейтрали источника питания.

Нулевой рабочий (нейтральный) проводник (N-проводник) — проводник в электроустановках до 1 кВ, предназначенный для питания электроприемников и соединенный с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухо заземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной точкой источника в сетях постоянного тока.

Ожидаемое напряжение прикосновения — напряжение между одновременно доступными прикосновению проводящими частями, когда человек или животное их не касается.

Опасное искрение — недопустимый электрический разряд внутри защищаемого объекта, вызванный ударом молнии.

Оперативная блокировка — дополнительное средство, предотвращающее выполнение ошибочных операций с коммутационными аппаратами и заземляющими ножами в процессе всех переключений в электроустановках.

Открытая проводящая часть — доступная прикосновению проводящая часть электроустановки, нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции.

Опорная точка заземляющего устройства — точка на заземляющем устройстве, являющаяся наиболее частым местом ввода тока. Такой точкой могут быть места заземления нейтралей трансформаторов.

Плавкий предохранитель — коммутационный аппарат, который вследствие расплавления одного или более, специально спроектированных и калиброванных элементов размыкает цепь, в которую он включен, и отключает ток, когда он превышает заданную величину в течение достаточного времени.

Поддерживающий заряд — заряд аккумулятора небольшим током с целью компенсировать саморазряд и поддерживать его в полностью заряженном состоянии.

Полная селективность — селективность по сверхтокам, когда при последовательном соединении двух аппаратов защиты от сверхтоков аппарат со стороны нагрузки осуществляет защиту без срабатывания второго защитного аппарата.

Полюс сети системы оперативного постоянного тока — совокупность проводников сети, имеющих электрическое соединение с положительным (отрицательным) выводом аккумулятора или зарядного устройства.

Потенциал заземлителя — разность потенциалов между заземлителем и бесконечно удаленной точкой земли.

Потенциал свободной коррозии (стандартный естественный, стационарный) — потенциал коррозии в отсутствие электрического тока к корродирующей поверхности или от нее.

Проводящая часть — часть, которая может проводить электрический ток.

Протектор (анод гальванический) — металлическая конструкция из протекторного сплава, предназначенная для осуществления гальванической электрохимической защиты.

Потенциалоповышающий ток — ток, стекающий с заземлителя в землю и создающий напряжение на заземляющем устройстве.

Предельно допустимая температура нагрева кабеля или провода (термическая стойкость) — температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при которой кабель или провод полностью сохраняет свои эксплуатационные характеристики по ТУ или стандарту на кабель или провод.

Пульсация тока — переменная составляющая выпрямленного тока.

Рабочее (функциональное) заземление — заземление точки или точек токоведущих частей электроустановки, выполняемое для обеспечения работы электроустановки (не в целях электробезопасности).

Рабочее значение параметра электротехнического изделия — значение параметра, ограниченное допускаемыми пределами.

Разность потенциалов на заземляющем устройстве — разность потенциалов, возникающая между различными точками заземляющего устройства подстанции при коротком замыкании в электри-

ческой сети, вызванная протеканием тока короткого замыкания по элементам заземляющего устройства и растеканием его в земле.

Расцепитель (контактного коммутационного аппарата) — устройство, механически связанное с контактным коммутационным аппаратом, которое освобождает удерживающие приспособления и тем самым допускает размыкание или замыкание коммутационного аппарата.

Секция шин — часть сборных шин распределительного щита, отделенная от другой ее части коммутационным аппаратом.

Селективность по сверхтокам — координация рабочих характеристик двух или нескольких устройств для защиты от сверхтоков с таким расчетом, чтобы в случае возникновения сверхтоков в пределах указанного диапазона срабатывало только устройство, предназначенное для оперирования в данном диапазоне, а прочие не срабатывали.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) — электроустановка, обеспечивающая питание электроприемников постоянного тока.

Система питания собственных нужд электростанций — совокупность электрооборудования, электроустановок, их вторичных систем, обеспечивающая электроснабжение потребителей собственных нужд электростанций.

Система TN — система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника (занулены) при помощи нулевых защитных проводников.

Система $TN-C$ — система TN , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении.

Система $TN-S$ — система TN , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении.

Система $TN-C-S$ — система TN , в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания.

Система IT — система, в которой нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые проводящие части электроустановки заземлены.

Система TT — система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника.

Совмещенный нулевой защитный и нулевой рабочий проводник (PEN -проводник) — проводник в электроустановках до 1 кВ, совмещающий функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников.

Соединенная между собой стальная арматура — арматура железобетонных конструкций здания (сооружения), которая рассматривается как обеспечивающая электрическую непрерывность.

Сопротивление заземляющего устройства — отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

Сопротивление неэквипотенциальности — разница потенциалов между любыми двумя точками на ЗУ электроустановки, отнесенная к току, протекающему между точками ввода тока в ЗУ.

Сторонняя проводящая часть — проводящая часть, не являющаяся частью электроустановки.

Ток замыкания на землю — ток, стекающий в землю в месте замыкания.

Ток короткого замыкания — сверхток, появляющийся в результате короткого замыкания, вызываемого повреждением или неправильным соединением в электрической цепи.

Токоотвод (спуск) — часть молниеотвода, предназначенная для отвода тока молнии от молниеприемника к заземлителю.

Толчок нагрузки — резкое кратковременное увеличение тока нагрузки.

Точка поражения — точка контакта канала молнии с землей или наземным сооружением. Удар молнии может иметь несколько точек поражения, а точки поражений отдельных компонентов могут быть различными.

Удар молнии в землю — электрический разряд атмосферного происхождения между грозовым облаком и землей, состоящий из одного или нескольких компонентов. Разряд молнии, развивающийся от заземленного сооружения вверх к облаку, называется *восходящей молнией*, а разрядный процесс, формирующийся от такого же сооружения навстречу нисходящей молнии — *встречным лидером*.

Уравнивание потенциалов — электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов. Система уравнивания потенциалов — совокупность проводящих частей и соединительных проводников уравнивания потенциалов.

Уравнительный заряд — заряд аккумулятора с целью выравнивания напряжения на элементах батареи.

Уровень устойчивости к электромагнитной помехе, уровень помехоустойчивости — максимальный уровень электромагнитной помехи конкретного вида, воздействующей на определенное техническое средство, при котором техническое средство сохраняет заданное качество функционирования.

Устойчивость к электромагнитной помехе, помехоустойчивость — способность технического средства сохранять заданное качество функционирования при воздействии на него внешних помех с регламентируемыми значениями параметров в отсутствие дополнительных средств защиты от помех, не относящихся к принципу действия или построения технического средства.

Уровень устойчивости к электромагнитной помехе, уровень помехоустойчивости — максимальный уровень электромагнитной помехи конкретного вида, воздействующей на определенное техническое средство, при котором техническое средство сохраняет заданное качество функционирования.

Устройство молниезащиты — система, позволяющая защитить здание или сооружение от воздействий молнии. Она включает в себя внешние и внутренние устройства. В частных случаях молниезащита может содержать только внешние или только внутренние устройства.

Устройства защиты от прямых ударов молнии (молниеотводы) — комплекс, состоящий из молниеприемников, токоотводов и заземлителей.

Устройства защиты от вторичных воздействий молнии — устройства, ограничивающие воздействия электрического и магнитного полей молнии внутри защищаемого объекта (пространства).

Устройство защиты от перенапряжений — устройство, предназначенное для ограничения перенапряжений между элементами защищаемого объекта (например, разрядник, ограничитель перенапряжений (ОПН), варистор или иное полупроводниковое устройство).

Устройства для выравнивания потенциалов — элементы устройств защиты, ограничивающие разность потенциалов, обусловленную растеканием тока молнии.

Частичная селективность — селективность по сверхтокам, когда при последовательном соединении двух аппаратов защиты от сверхтоков аппарат со стороны нагрузки осуществляет защиту до определенного уровня сверхтока без срабатывания второго защитного аппарата.

Чувствительность защитного аппарата — кратность минимального тока короткого замыкания, на защищаемом аппарате участке сети, по отношению к номинальному току плавкого предохранителя или уставке расцепителя автоматического выключателя.

Шкаф распределения оперативного тока — распределительное устройство постоянного тока, устанавливаемое в непосредственной близости от группы электроприемников.

Щит собственных нужд — распределительное устройство переменного тока, коммутирующее вводы источников питания и кабельные линии групп электроприемников.

Щит постоянного тока — распределительное устройство постоянного тока, коммутирующее вводы источников питания и кабельные линии групп электроприемников.

Эквивалентное импульсное сопротивление заземлителя — отношение между пиковыми значениями напряжения и тока через заземлитель, которые обычно не достигаются одновременно; эта величина используется как условная характеристика эффективности заземлителя.

Эквипотенциальные связи — элементы внутренних устройств молниезащиты, ограничивающие разность потенциалов, обусловленную растеканием тока молнии.

Эквивалентное удельное сопротивление земли с неоднородной структурой — удельное электрическое сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение, что и в земле с неоднородной структурой.

Электрическая сеть с эффективно заземленной нейтралью — трехфазная электрическая сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Электромагнитная совместимость технических средств (ЭМС ТС) — способность ТС функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим ТС.

Электромагнитная блокировка — оперативная блокировка, в которой выполнение условий, разрешающих операции с разъединителями, контролируется электромагнитным замком, в цепь которого включены блок контакты разъединителей и выключателя.

Электромагнитная обстановка — совокупность электромагнитных явлений, процессов в заданной области пространства, в частотном и временном диапазонах.

Электромагнитная помеха — электромагнитное явление, процесс, которые ухудшают или могут ухудшить качество функционирования ТС.

Электромагнитное возмущение (воздействие) — любое электромагнитное явление, которое может ухудшить работу прибора, оборудования или системы или неблагоприятно влиять на срок службы.

Электроприемники (потребители) — аппараты, агрегаты, устройства, предназначенные для преобразования электрической энергии в другие виды энергии.

Список сокращений

АБ —	аккумуляторная батарея
АВ —	автоматические выключатели
АВР —	автоматика ввода резервного питания
АИИС КУЭ —	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АСТУ —	автоматизированная система технологического управления
АСУ ТП —	автоматизированная система управления технологическим процессом
АТ —	автотрансформатор
БАО —	блок аварийного освещения
БП —	блок питания
БШ —	батарейный шкаф
БЩУ —	блочный щит управления
В —	выключатель
ВВ —	высоковольтный выключатель
ВЛ —	воздушная линия
ВН —	высшее напряжение
ВРУ —	вводное распределительное устройство
ВЦ —	вторичные цепи
ВЧ —	высокочастотная (составляющая)
ВЭЗ —	вертикальное электрическое зондирование (метод)
ГАИ —	генератор аperiodических импульсов
ГВЧИ —	генератор высокочастотных импульсов
ГЗЗ —	главный зажим заземления
ГЗШ —	главная шина заземления
ГРУ —	групповое распределительное устройство
ГРЩ —	главный распределительный щит
ГЩУ —	главный щит управления
ЗА —	защитный аппарат
ЗН —	заземляющие ножи
ЗРУ —	закрытое распределительное устройство
ЗУ —	заземляющее устройство
ДГ —	дизель-генератор
ИПТ —	источник переменного тока
КА —	коммутационный аппарат
КЗ —	короткое замыкание
КЗА —	коммутационно—защитный аппарат
КЛ —	кабельная линия
КР —	контрольный разряд АБ
КРУН —	комплектное распределительное устройство наружной установки

КРУ(Э) —	комплектное распределительное устройство (элегазовое)
КСА —	кулачковый секционный аппарат (переключатель)
ЛР —	линейный разъединитель
ЛЭП —	линия электропередачи
М —	молниеприемник
МВ —	масляный выключатель
МЗС —	молниезащитная система
МП —	микропроцессорные (устройства)
МУ —	методические указания
НКУ —	низковольтное комплектное устройство
НН —	низшее напряжение
НТД —	нормативная техническая документация
ОББ —	оперативная блокировка безопасности
ОПН —	ограничитель перенапряжений
ОРУ —	открытое распределительное устройство
ОЭ —	отстающий элемент АБ
ПА —	противоаварийная автоматика
ПВ —	плавкая вставка
ПП —	плавкий предохранитель
ППР —	программа производства работ
ПРП —	переходной пункт
ПС —	электрическая подстанция
ПТ —	постоянный ток
ПУМ —	прямой удар молнии
ПЦ —	питающий центр
РВ —	разрядник вентильный
РЗА —	релейная защита и автоматика
РП —	разъединитель—предохранитель
РПС —	распределительная подстанция
РПН —	регулирование (напряжения) под нагрузкой
РС —	распределительные сети
РУ —	распределительное устройство
РЦ —	релейный щит
РЭ —	руководство по эксплуатации
СМЗ —	система молниезащиты
СН —	собственные нужды (переменный ток)
СОПТ —	система оперативного постоянного тока
СР —	секционный разъединитель (рубильник)
СРН —	среднее напряжение
СТБН —	стабилизатор напряжения
СТО —	стандарт организации
СШ —	система шин
СШП —	кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена
Т —	трансформатор
ТП —	трансформаторная подстанция
ТР —	тепловой расцепитель защитного аппарата
ТС —	техническое средство
ТСН —	трансформатор собственных нужд
ТУ —	технические условия
ТЭС —	тепловая электрическая станция
УЗП —	зарядно—подзарядное устройство
УЗИП —	устройство защиты от импульсных перенапряжений
УКИ —	устройство контроля изоляции
УКР —	устройство для проведения контрольного разряда аккумуляторных батарей
ШАОТ —	шкаф автоматика охлаждения трансформатора

ШБ —	шинки блокировки
ШП —	шины приводов
ЩПТ —	щит постоянного тока
ШР —	шинный разъединитель
ШРОТ —	шкафы распределительные оперативного тока
ШСВ —	шиносоединительный выключатель
ЩСН —	щит собственных нужд
ШУ —	шинки управления
ЩУ —	щит управления
ЭМ —	электромеханические (устройства)
ЭМБ —	электромагнитная блокировка
ЭМП —	электромагнитная помеха
ЭМР —	электромагнитный расцепитель защитного аппарата
ЭМС —	электромагнитная совместимость
ЭНС —	энергосистема
ЭП —	электропроводка
ЭС —	электрическая станция

ГЛАВА ПЕРВАЯ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

1.1. Общие положения

Заземляющее устройство (ЗУ) состоит из заземлителя, находящегося в электрическом контакте с землей, и заземляющих проводников, соединяющих заземляемую часть (точку) с заземлителем. К ЗУ относятся также проводники, проложенные в земле или в полу для выравнивания потенциалов, а также совокупность проводников или проводящих частей, электрически соединенных для выравнивания потенциалов в зданиях и сооружениях.

Заземляющее устройство выполняется в электроустановках всех объектов электроэнергетики: электрические станции и подстанции, линии электропередачи, переходные пункты, административные здания и сооружения, объекты связи и транспорта.

В электроустановках должно быть выполнено в целях электробезопасности защитное заземление и, как правило, выполняется рабочее (функциональное) заземление.

Электроустановки в отношении мер электробезопасности разделяются (ПУЭ п.1.7.2):

- на электроустановки выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью;
- электроустановки выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью, в том числе, электроустановки в сетях с нейтралью, заземленной через сопротивление, и электроустановки в сетях с нейтралью, заземленной через дугогасящие катушки;
- электроустановки до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью;
- электроустановки до 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью.

Защитное ЗУ должно обеспечивать выполнение условий электробезопасности. Электробезопасность характеризуется предельно допустимыми значениями напряжения прикосновения и шага и должна быть обеспечена при любых условиях эксплуатации энергообъекта. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения установлены в ГОСТ 12.1.038-82 (2001).

Рабочее заземление должно обеспечивать следующие эксплуатационные функции электроустановок:

- действие релейных защит от замыкания на землю;
- действие защит от перенапряжений;
- отвод в грунт токов молнии;
- отвод рабочих токов (токов несимметрии и т.д.);
- защиту изоляции низковольтных цепей и оборудования;
- снижение электромагнитных влияний на вторичные цепи;
- защиту подземного оборудования и коммуникаций от токовых перегрузок;
- стабилизацию потенциалов относительно земли и защиту от статического электричества;
- обеспечение взрыво- и пожаробезопасности.

Анодные заземления предназначены для передачи защитного постоянного тока в электропроводную среду, в которой располагается защищаемое металлическое сооружение.

Заземляющее устройство в соответствии с требованиями электромагнитной совместимости должно быть выполнено так, чтобы уровни напряжений и токов, воздействующих на оборудование и кабели при коротких замыканиях и коммутациях, не превышали допустимых значений. Характеристики ЗУ должны отвечать требованиям обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и надежной работы оборудования электроустановки в нормальных и аварийных условиях в течение всего срока службы электроустановки.

Заземляющие устройства электроустановок должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов. На всех объектах должен быть Паспорт на заземляющее устройство электроустановок. В процессе эксплуатации электроустановок объектов электроэнергетики должен проводиться периодический контроль технического состояния ЗУ в соответствии с требованиями «Правил тех-

нической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (для ПАО «Россети» применяется СТО 34.01-23.1-001-2017). Контроль состояния ЗУ в ПАО ФСК ЕЭС проводят в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 и СО 34.35.311.2004.

Для проведения работ по контролю технического состояния ЗУ необходимо иметь комплект технических средств, позволяющий выполнить в полном объеме все измерения, предусмотренные в представленных методиках.

Технические средства должны:

- быть безопасны для персонала;
- не вызывать нарушений в работе действующей электроустановки;
- надежно выполнять свои функции в условиях жесткой электромагнитной обстановки;
- иметь паспорт и руководство по эксплуатации по установленной форме.

Все измерительные приборы должны быть сертифицированы и включены в Госреестр как средства измерений, и проходить метрологическую поверку.

Технические средства должны применяться в соответствии с их назначением, с учетом технических характеристик, погрешностей измерений и условий применения, указанных в технической документации.

Заземляющее устройство должно обеспечивать нормируемые параметры для нормальных и наиболее опасных аварийных режимов:

- однофазное (двухфазное) короткое замыкание на землю на распределительное устройство (РУ);
- короткое замыкание на землю на линиях, отходящих от РУ;
- стекание токов молнии и токов через ограничители перенапряжений;
- стекание токов несимметрии и токов шунтирующих реакторов.

1.2. Контролируемые параметры

Характеристики ЗУ должны отвечать требованиям обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и надежной работы оборудования электроустановки в нормальных и аварийных условиях в течение всего срока службы электроустановки. При диагностике на таких электроустановках производятся работы и контролируются параметры, приведенные в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Контролируемые параметры заземляющего устройства

п/п	Измерение	Нормируемый параметр	Значение	Примечание
1	Визуальный контроль	Наличие и число заземляющих проводников у каждого оборудования и качества монтажа. Схемы подсоединения заземляющих проводников нейтралей трансформаторов, автотрансформаторных и реакторных групп. Наличие соединения с заземляющим устройством подъездных железнодорожных путей и путей перекачки трансформаторов. Наличие электрических шунтов на стыках рельсов. Качество выполнения основной и дополнительной системы уравнивания потенциалов в зданиях. Наличие магистральных заземляющих проводников в помещениях, заземление оборудования, сторонних проводящих частей и закладных металлоконструкций. Источники возможных блуждающих токов, расположенные вблизи электроустановки	Болтовые соединения должны быть надежно затянуты, снабжены контргайкой и пружинной шайбой. Не должно быть «пофазного» заземления нулевых точек	

п/п	Измерение	Нормируемый параметр	Значение	Примечание
2	Определение исполнительной схемы заземляющего устройства	На исполнительной схеме заземляющего устройства должны быть указаны естественные и искусственные заземлители и заземляющие проводники: схема прокладки; материал, профиль (полоса, прут, стержень, арматура) и поперечное сечение; глубина прокладки заземлителей; места соединений заземлителей и заземляющих проводников с заземлителем. Для зданий должны быть составлены поэтажные рабочие планы размещения оборудования, на которые наносят исполнительную схему внутреннего заземляющего устройства (системы уравнивания потенциалов). На схеме должны быть указаны заземляющие проводники, магистрали заземления, закладные металлоконструкции; межэтажные соединения магистралей заземления и места подключения к внешнему заземляющему устройству		Схему прокладки заземлителей и заземляющих проводников наносят на рабочий план объекта. На рабочем плане должны быть показаны: здания и сооружения; силовое оборудование; металлоконструкции; опоры ВЛ; переходные пункты КЛ; молниеотводы и молниезащитные тросы; ОПН и разрядники; прожекторные и антенные мачты; порталы; трубопроводы; кабельная канализация; биологическая защита; клеммные шкафы; сварочные посты; места заземления нейтралей трансформаторов; дороги. На исполнительной схеме должны быть указаны места: вскрытия грунта для проверки коррозионного износа заземлителей; контрольных измерений напряжения прикосновения и имитаций КЗ на землю
3	Измерение сопротивления металлосвязей	Переходное сопротивление контактных соединений заземляющих проводников с оборудованием. Качество заземления оборудования	$R_{\text{мсв}} < 2 \text{ (кВ)} / I_{\text{КЗ}}^1$ $I_{\text{КЗ}}^1$ — ток КЗ на шинах РУ, но не более 0,05	Контактные соединения проверяют осмотром, простукиванием, а также выборочно измерением переходных сопротивлений мостами, микроомметрами и по методу амперметра — вольтметра
4	Определение удельного электрического сопротивления грунта	Кривые вертикального электрического зондирования (ВЭЗ)	Многослойная модель грунта	Характеристики электрической структуры грунта необходимы для расчета параметров заземляющего устройства с учетом наиболее неблагоприятных климатических условий
5	Измерение сопротивления заземляющего устройства	Сопротивление ($R_{\text{з}}$) относительно точки нулевого потенциала без отсоединения грозозащитных тросов, оболочек отходящих кабелей и других естественных заземлителей	См. раздел 1.5.4	Проверяют для заземляющих устройств, спроектированных по норме на сопротивление
6	Определение напряжения на заземляющем устройстве	Напряжения на заземляющем устройстве относительно точки нулевого потенциала. $U_{\text{з}} = R_{\text{з}} \cdot I_{\text{пп}}$ В качестве потенциалоповышающего ($I_{\text{пп}}$) тока принимают: — в сети с изолированной нейтралью — ток двойного замыкания на землю; — в сети с эффективно заземленной нейтралью, но не имеющих заземленной нейтрали в самой электроустановке — ток однофазного короткого замыкания; — в сети с эффективно заземленной нейтралью, — суммарный ток нулевой последовательности, протекающий по всем присоединениям при коротком замыкании на территории электроустановки	Не более 10 кВ	Напряжение выше 10кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос высокого потенциала за пределы зданий и внешних ограждений электроустановок. Если напряжение на ЗУ более 5 кВ, то должны быть приняты меры по защите отходящих линий связи и телемеханики, а также по защите от выноса высокого потенциала за территорию ПС по отходящим коммуникациям (трубопроводы, кабели)

п/п	Измерение	Нормируемый параметр	Значение	Примечание
7	Определение напряжения прикосновения и шага	Напряжение прикосновения и шага	Зависит от времени отключения КЗ по ГОСТ 12.1.038-82	
8	Определение распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах КЗ	Напряжение между какой-либо точкой заземления силового оборудования (при КЗ на землю) и точками ЗУ в месте расположения вторичного оборудования (РЩ, ОПУ и др.), к которому приходят контрольные кабели от силового оборудования	Не более 2 кВ	Для устройств и вторичных кабелей, у которых испытательное напряжение изоляции ниже, (кабели приходят от оборудования на ОПУ) допустимое значение напряжения на ЗУ между оборудованием и местом установки устройств (например, РЩ) принимается равным испытательному напряжению
9	Определение тепловой устойчивости заземлителей, заземляющих проводников и экранов кабелей	Температура нагрева экранов и брони кабелей при КЗ. Температура нагрева (при КЗ): — заземлителей, — заземляющих проводников, соединенных к аппаратам.	Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 10 кВ — 200 °С, ПВХ и резиновой изоляцией — 150 °С. полиэтиленовой изоляцией — 120 °С Не более 400 °С. Не более 300 °С.	Зависит от сечения, времени отключения КЗ и определяется расчетом
10	Определение распределения импульсных напряжений при коротких замыканиях на землю, ударах молнии в молниеотводы и протекании токов через ограничители перенапряжений	Импульсный потенциал на ЗУ при коммутациях силового оборудования и КЗ на землю. Расстояние от ЗУ молниеотводов до оборудования и кабельных трасс вторичных цепей	Не более 10 кВ. Определяется расчетом. При расчетах принимается средняя пробивная напряженность в грунте 300 кВ/м, а в воздухе — 500 кВ/м	Для цепей, заземленных на РУ, импульсный потенциал на ЗУ (с учетом коэффициента затухания) не должен превышать значения испытательного напряжения для оборудования по ГОСТ Р 51317.6.5-2006
11	Определение коррозионного состояния заземляющих проводников и заземлителей	Коррозионное состояние элементов заземляющего устройства	Разрушение не более 50 % сечения (при выполнении п. 9 по температуре нагрева)	Выполняют проверку выборочно со вскрытием грунта

1.3. Периодичность проверки технического состояния заземляющих устройств

Периодичность проверки технического состояния ЗУ следующая:

- проверка ЗУ в полном объеме — не реже 1 раза в 12 лет;
- после монтажа, переустройства и капитального ремонта оборудования на подстанциях и линиях электропередачи проверка в той части, где возможно изменение ЗУ в результате проведенных работ;
- измерение напряжения прикосновения в электроустановках, ЗУ которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения — после монтажа, переустройства и капитального ремонта ЗУ и изменения токов КЗ, но не реже 1 раза в 6 лет (измерения должны выполняться при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ).

Рекомендуется срок очередной проверки устанавливать на основе результатов предыдущих испытаний. Срок проверки назначается лицом, ответственным за эксплуатацию электроустановки на основании рекомендаций организации (или подразделения), выполнивших предыдущие испытания.

1.4. Сбор исходных данных

Для проведения работ по проверке состояния ЗУ необходимо выполнить сбор исходных данных (см. табл. 1.2). Исходные данные должны быть предоставлены организацией — заказчиком работы по контролю состояния заземляющего устройства или получены путем визуального контроля.

Таблица 1.2

Исходные данные для проверки состояния заземляющего устройства

№ п/п	Наименование исходных данных	Назначение исходных данных	Примечание
1	Схема первичных соединений электроустановки	Схему используют для ознакомления с электроустановкой, определения требований к заземляющему устройству и его элементам и расчетов высокочастотной составляющей тока КЗ	—
2	Ситуационный план расположения электроустановки. Сведения о выходящих за пределы электроустановки заземлителях и проводящих коммуникациях: присоединение грозозащитных тросов ВЛ к конструкциям электроустановки, соединения оболочек отходящих силовых кабелей и кабелей связи с заземляющим устройством, соединение с ЗУ входящих в электроустановку металлических трубопроводов	План используют для выявления: — электропроводящих объектов и коммуникаций за пределами электроустановки и определения направлений разноса измерительных электродов; — мест возможного выноса потенциала; — источников возможных блуждающих токов, расположенные вблизи электроустановки	—
3	Значения токов короткого замыкания в сети 110 кВ и выше	Для расчета напряжения на заземляющем устройстве, напряжений прикосновения, разностей потенциалов по ЗУ и термической стойкости проводников необходимы значения токов однофазного короткого замыкания на ОРУ всех классов напряжений, в составе: полный ток однофазного КЗ и токи в нейтралях трансформаторов и автотрансформаторов	Дополнительно могут быть запрошены данные по токам нулевой последовательности во всех обмотках трансформаторов и токам нулевой последовательности, подтекающих по всем ВЛ
4	Ток двойного замыкания на землю в сети 6-35 кВ	Используется для расчета разностей потенциалов по ЗУ и проверки термической устойчивости заземляющих проводников, заземлителей и экранов кабелей	—
5	Ток однофазного замыкания на землю в сети 6-35 кВ	Используются для определения напряжений прикосновения на соответствующих РУ	По схеме и осмотром определяются также номинальные токи реакторов или резисторов, установленных на подстанции
6	Время отключения КЗ основными и резервными защитами. Время работы УРОВ	Для определения допустимых значений напряжений прикосновения, расчета термической устойчивости заземляющих проводников, экранов и металлических оболочек кабелей	—

№ п/п	Наименование исходных данных	Назначение исходных данных	Примечание
7	Проектная схема заземляющего устройства (с учетом выполненных реконструкций). Паспорт заземляющего устройства	Для нового строительства и реконструкции объекта выполняют проверку соответствия ЗУ проекту. Для действующего объекта выполняют проверку соответствия параметров ЗУ и исполнительной схемы паспортным данным	—
8	Климатические условия: температура, давление, влажность, осадки, состояние грунта (сухой, влажный и т.д.)	Для пересчета к наиболее неблагоприятным условиям	—
9	Геоэлектрический разрез площадки электроустановки	Для расчета параметров ЗУ	По проекту (результаты предпроектных изысканий)
10	Сведения об объекте, включая: — тип РУ (ОРУ, КРУЭ, КРУ, ЗРУ); — здания и сооружения на территории (ОПУ, РЩ, РУ, АТ), реакторы, вспомогательные здания и сооружения (склады, гаражи, мастерские, маслохоззайство и т.п.); виды молниеотводов: отдельно стоящие, порталные, сетка, прожекторные мачты, антенные мачты; материал, профиль, сечение заземлителей и заземляющих проводников; тип кабельной канализации и кабелей; трубопроводы; дороги; ограждения; количество отходящих силовых кабелей 6-500 кВ, включая кабельные вставки перед ВЛ; отходящие кабели связи, телемеханики и т.п.	Для составления исполнительной схемы, расчета параметров ЗУ и разработки проекта реконструкции ЗУ	—

1.5. Методы и средства для диагностики заземляющих устройств

Методы проверки технического состояния ЗУ предусматривают проведение измерений и расчетов с целью определения соответствия параметров ЗУ установленным нормам (см. табл. 1.1). Измерения параметров ЗУ выполняют с помощью приборов и устройств для имитации аварийных режимов. Для проведения необходимых расчетов могут быть использованы специальные компьютерные программы.

1.5.1. Определение исполнительной схемы заземляющего устройства

Трассы прокладки заземлителя и заземляющих проводников в грунте определяют с помощью трасопоисковых приборов, позволяющих определить местоположение и глубину залегания подземных коммуникаций.

Для определения трассы прокладки заземлителя источник переменного тока подключают к различным удаленным друг от друга точкам ЗУ (рис. 1.1).

С помощью датчика магнитного поля определяют и наносят на рабочий план места прокладки и соединений поперечных и продольных заземлителей. Определяют глубину залегания горизонтальных заземлителей и подземных связей. Для этого с помощью датчика магнитного поля у поверхности земли фиксируется значение напряженности $H = H_1$. Датчик магнитного поля поднимается над землей на высоту h_1 , при которой индикатор магнитного поля будет показывать значение $H = 0,5H_1$. Глубина залегания проводника заземлителя $l_3 = h_1$.

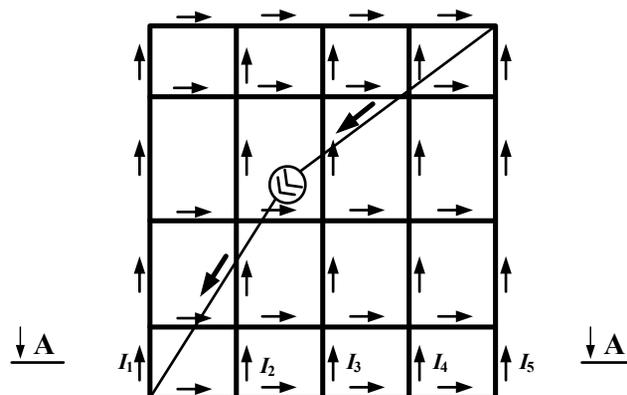


Рис. 1.1. Определение трассы прокладки заземлителей

При определении трассы прокладки заземляющих проводников одна из клемм источника переменного тока подключается к точке ЗУ, имеющей нормированное значение сопротивления металlosвязи, а вторая последовательно присоединяется к заземляющим проводникам оборудования, подлежащего заземлению. С помощью датчика магнитного поля определяют и наносят на рабочий план места прокладки и соединений заземляющих проводников с заземлителем.

Определяют и наносят на рабочий план также трассы подземных и наземных естественных элементов ЗУ: броня, экраны и оболочки кабелей, нулевые провода, трубопроводы и металлоконструкции. Источник переменного тока подключают между точками соединения естественного элемента с ЗУ, и с помощью датчика магнитного поля определяют трассу прокладки этого элемента. На исполнительной схеме ЗУ также обозначают места соединений естественных элементов ЗУ с заземлителем и заземляющими проводниками с указанием типа соединений: болтовое, сварное, касание и др.

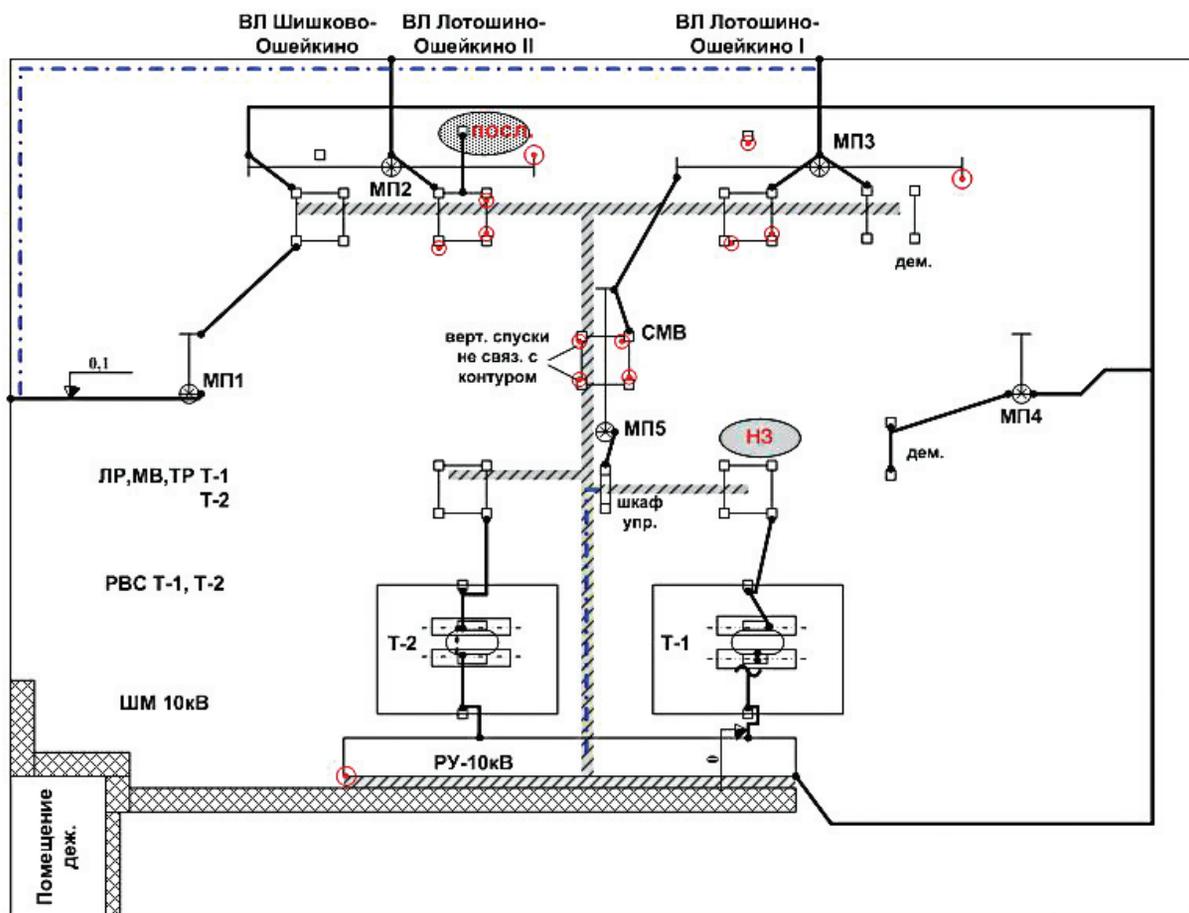
Для определения отходящих от объекта коммуникаций (трубопроводов, кабелей с броней или оболочкой, рельсовых путей и т.д.) источник переменного тока подключают к ЗУ и токовому электроду, вынесенному за территорию объекта. С помощью датчика магнитного поля определяют отходящие коммуникации и наносят на исполнительную схему ЗУ.

На исполнительной схеме должны быть указаны места: вскрытия грунта для проверки коррозионного износа заземлителей; контрольных измерений напряжения прикосновения и имитаций КЗ на землю.

В соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 трассопоисковые приборы (см. Приложение 1.3) должны иметь чувствительность не менее 20 мА/м и определять трассы заземлителя и глубину прокладки не менее 2 м с погрешностью не более 10 %. Для отстройки от магнитных полей 50 Гц коэффициент селективности должен быть не менее 100.

Практика применения различных трассопоисковых приборов показала, что для того, чтобы не регистрировать дефектные места заземлителей (100 % коррозия) выходное напряжение генератора не должно быть более 40 В, частота сигнала не должна превышать нескольких кГц, а чувствительность должна быть не менее 2 мА/м.

Пример исполнительной схемы ЗУ приведен на рис. 1.2.



Условные обозначения:



Рис. 1.2. Пример исполнительной схемы заземляющего устройства подстанции 35/10 кВ

1.5.2. Измерение сопротивления металlosвязей

Для определения качества металlosвязи оборудования с ЗУ должны быть проведены измерения сопротивления соединений заземляющих проводников с оборудованием и ЗУ.

Контактные соединения проверяют осмотром, простукиванием, а также выборочно измерением переходных сопротивлений (рис.1.3) мостами, микроомметрами и по методу амперметра — вольтметра. В соответствии с РД 34.45-51.300-97 качественное присоединение к заземлителю обеспечивается при переходном сопротивлении не более 0,05 Ом. Сопротивления измеряются у болтовых соединений. Рекомендуется измерить все соединения, подверженные вибрации, например, в районе расположения силовых трансформаторов.

Проверка целостности заземления оборудования должна быть выполнена для всего заземляемого оборудования. Измерение сопротивления металlosвязи производят четырехзажимным способом

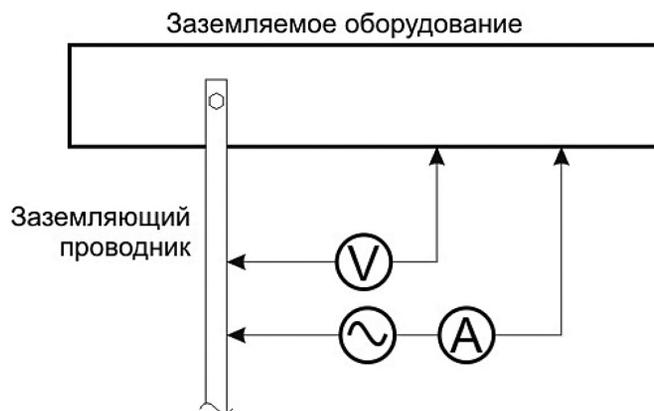


Рис. 1.3. Схема измерения сопротивления контактного соединения

по методу «амперметра — вольтметра» — организуют отдельно токовую и потенциальную цепи. При этом не допускается намотка проводов токовой и потенциальной цепей на одну катушку. Расстояние между токовой и потенциальной цепями при раскладке их по территории электроустановки должно быть более 1 м. Присоединение каждой цепи к точке измерения производят отдельной струбциной. Проверку целостности заземления оборудования выполняют путем измерения сопротивления металlosвязи между проверяемым оборудованием и некоторой опорной точкой (заземляющим проводником) ЗУ, имеющей металlosвязь с ЗУ электроустановки менее 0,05 Ом.

Схема измерения сопротивления металlosвязи оборудования с ЗУ методом амперметра — вольтметра (четырёхзажимным измерителем сопротивлений) показана на рис. 1.4.

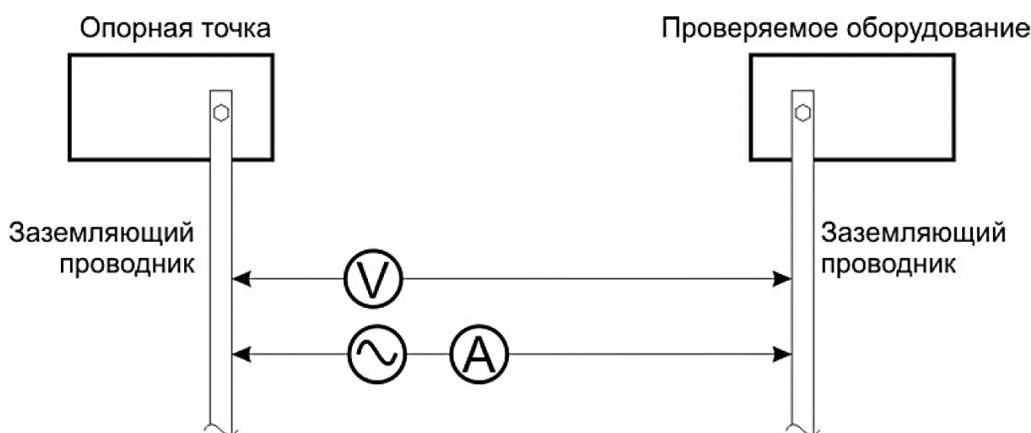


Рис. 1.4. Схема измерения сопротивления металlosвязи

В качестве опорных точек в электроустановках 110 кВ и выше выбирают точки заземления нейтралей силовых трансформаторов (автотрансформаторов) Т(АТ). При наличии двух и более Т(АТ) предварительно следует произвести измерения сопротивлений металlosвязи между точками заземления нейтралей этих Т(АТ). Если ОРУ и силовые Т(АТ) территориально разнесены на значительное расстояние, за опорные точки на ОРУ могут быть приняты заземляющие проводники, имеющие удовлетворительную металlosвязь с точкой заземления нейтралей силовых Т(АТ).

В качестве опорных точек в электроустановках выше 1 кВ с изолированной нейтралью или электроустановках 110 кВ и выше без силовых Т(АТ) должны быть выбраны металлоконструкции, имеющие наибольшее количество заземляющих проводников и естественных заземлителей (металлическое основание ЗРУ, многостоечные металлические порталы и т.п.).

Качество заземления оборудования считается удовлетворительным, если измеренное сопротивление не превышает:

$$R_{\text{мсв}} (\text{Ом}) < 2 (\text{кВ}) / I_{\text{кз}}^1 (\text{кА}), \quad (1.1)$$

где $I_{\text{кз}}^1$ — ток КЗ на шинах РУ.

По результатам измерений составляется Протокол (рис. 1.5).

Исполнитель _____ (наименование организации, предприятия)
 Заказчик: _____ (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации электролаборатории _____
 действительно до _____
 Объект: _____

1.	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм. рт. ст.
2.	Измерения проведены приборами		Заводской номер		Дата очередной поверки	
Характер грунта: влажный, средней влажности, сухой						
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное						
Заземляющее устройство применяется для электроустановок напряжением выше 1000 В						
Режим нейтрали						
Ток замыкания на землю						
Удельное сопротивление грунта						
- ρ верхнего слоя – _____ Ом. М, ρ нижнего слоя – _____ Ом. М, толщина верхнего слоя – _____ М.						

ПРОТОКОЛ № _____ от «0» _____ 20 _____ Г.
 Наличие и качество металловязей оборудования с заземляющим устройством

№	Оборудование	Наличие металловязей оборудования с заземляющим устройством						Пригодность к эксплуатации	Дата следующей проверки	
		Наличие металловязей оборудования с заземляющим устройством		Сопротивление металловязей, Ом	Степень коррозии заземляющих проводников, %	Пригодность к эксплуатации	Дата следующей проверки			
		Кол-во заземляющих проводников	Растекание тока КЗ по элементам заземляющего устройства . %							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	

Измерения провели:

 (должность) (подпись) (Ф.И.О.)

 (должность) (подпись) (Ф.И.О.)
 Утверждаю:

 (должность) (подпись) (Ф.И.О.)

МП

Рис. 1.5. Пример протокола по измерению металловязей

Для измерения сопротивлений металlosвязей должны применяться в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 приборы, отвечающие следующим основным требованиям.

Разрешение прибора 0,01 Ом в диапазоне до 10 Ом. Наибольшее измеряемое сопротивление — не менее 1000 Ом.

Прибор должен иметь отдельные токовые и потенциальные цепи (измерение по методу «амперметра — вольтметра»). Предпочтение следует отдавать отдельно выполненным генератору с амперметром и вольтметром.

Частота измерительного тока должна лежать в пределах 50 ± 10 Гц. В иных случаях должны даваться поправочные коэффициенты к результатам измерений (или автоматическое приведение результатов к промышленной частоте).

Коэффициент селективности по отношению к частоте 50 Гц не менее 100.

Выдерживаемые (без выхода из строя) внешние напряжения:

— в потенциальной цепи — 380 В, частотой 50 Гц, в течение 1 мин;

— в токовой цепи — 30 В, в течение 1 мин.

Напряжения помех в токовой и потенциальной цепях, при которых погрешность измерения не превышает паспортную:

— в диапазоне измерений до 10 Ом — 10 В переменного (50 Гц) и постоянного напряжения;

— в диапазоне измерений выше 10 Ом — 50 В переменного (50 Гц) и постоянного напряжения.

Для определения растекания тока по заземляющим проводникам, экранам и оболочкам кабелей, по металлоконструкциям применяются селективные токовые клещи.

1.5.3. Определение удельного электрического сопротивления грунта

Характеристики электрической структуры грунта необходимы для расчета параметров заземляющего устройства с учетом наиболее неблагоприятных климатических условий.

Для определения удельного электрического сопротивления грунта проводят измерения по методу вертикального электрического зондирования (ВЭЗ). Метод ВЭЗ позволяет выявить электрическую неоднородность структуры грунта — число и толщину слоев с различными значениями удельного электрического сопротивления грунта.

Перед началом измерений на территории объекта выбирают площадку, свободную от подземных коммуникаций (трубопроводы, бронированные кабели и т. п.) и металлоконструкций, влияющих на результаты измерений.

В центре площадки на поверхности земли по одной прямой линии устанавливают четыре электрода, и собирают электрическую схему, представленную на рис. 1.6. В качестве электродов применяют стальные неокрашенные стержни. Расстояние MN между потенциальными электродами выбирают из условия: $MN < AB/3$. Глубина погружения потенциальных электродов b должна удовлетворять условию: $b < MN/6$. Глубина погружения токовых электродов d должна удовлетворять условию $d < AB/6$.

Включают источник тока генерирующего блока прибора, и измеряют значения выходного тока прибора I и разности потенциалов U между потенциальными электродами. Повторяются следующие

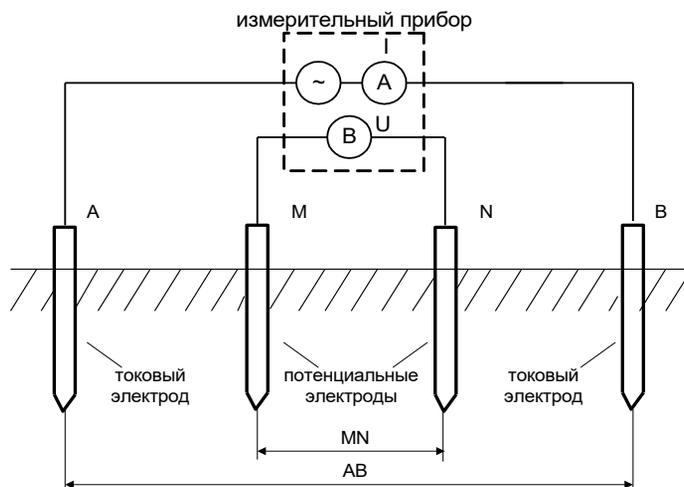


Рис. 1.6. Схема измерительной цепи для определения значений удельного сопротивления грунта

измерения при других значениях AB . Расстояния AB и MN рекомендуется увеличивать в последовательности, указанной в табл. 3. При уменьшении измеряемой величины U до значения порога чувствительности вольтметра необходимо увеличить расстояние MN и повторить измерения при том же расстоянии AB , после чего расстояние AB увеличивать далее. Результаты измерений заносятся в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Результаты измерений для определения характеристик электрической структуры грунта по методу ВЭЗ

№ измерения	$AB/2$, м	MN , м	k , м	I , мА	U , мВ	$R_{\text{каж}} = U/I$	$\rho_{\text{каж}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$
1	1	0,5	5,890				
2	2	0,5	24,74				
3	3	0,5	56,16				
4	3	2	12,57				
5	4,5	2	30,24				
6	6,0	2	54,98				
7	9,0	2	125,7				
8	15	2	351,9				
9	15	10	62,83				
10	25	2	980,2				
11	25	10	188,5				
12	40	10	494,8				
13	65	10	1319				
14	65	40	300,4				
15	100	10	3134				
16	100	40	754,0				

Для каждого измерения определяют «кажущееся» значение удельного сопротивления грунта $\rho_{\text{каж}}$ по формуле (следует отметить, что многие приборы измеряют не падение напряжения U между потенциальными электродами, а значение эквивалентного сопротивления $R_{\text{каж}} = U/I$):

$$\rho_{\text{каж}} = R_{\text{каж}} \cdot k = \frac{U}{I} \cdot k, \quad (1.2)$$

где k — коэффициент установки, приведенный в табл. 1.3 для каждого из сочетаний разносов электродов.

Результаты расчетов заносятся в табл. 1.3. По результатам измерений в билогарифмических координатах строят кривую ВЭЗ — зависимость «кажущегося» удельного сопротивления грунта от полуразноса токовых электродов $AB/2$. В результате интерпретации кривых ВЭЗ получают многослойную модель грунта. Если размеры выбранной площадки на территории объекта ограничены, то измерения повторяют за пределами территории объекта. В этом случае для верхних слоев грунта принимают результаты измерений на территории объекта, а для нижних слоев — за пределами объекта.

Характеристики электрической структуры грунта могут быть определены с помощью данных по геоподоснове объекта. Сведения об электрических характеристиках различных грунтов приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Рекомендуемые расчетные значения удельного электрического сопротивления

Слой земли	Сопротивление земли, Ом·м
Песок (при температуре выше 0 °С): сильно увлажненный грунтовыми водами	10–60
умеренно увлажненный	60–130
влажный	130–400
слегка влажный	400–1500
сухой	1500–4200
Суглинок: сильно увлажненный грунтовыми водами (при температуре выше 0 °С)	10–60
промерзший слой (при температуре –5 °С)	60–190

Слой земли	Сопротивление земли, Ом·м
Глина (при температуре выше 0 °С)	20–60
Торф: при температуре около 0 °С при температуре выше 0 °С	40–50 1040
Солончаковые почвы (при температуре выше 0 °С)	15–25
Щебень: сухой мокрый	Не менее 5000 Не менее 3000
Дресва (при температуре выше 0 °С)	5500
Гранитное основание (при температуре выше 0 °С)	22500

При проведении расчетов с помощью компьютерных программ можно применять двухслойную модель грунта. В этом случае, для достоверного определения значений параметров заземляющих устройств необходимо многослойную структуру грунта привести к эквивалентной двухслойной структуре. При этом характеристикой грунта с эквивалентной двухслойной структурой являются параметры ρ_1 , ρ_2 и h . Методика приведения многослойной модели грунта к двухслойной следующая.

Полученная экспериментально кривая ВЭЗ — зависимость удельного сопротивления грунта ρ от половины расстояния между токовыми электродами D сопоставляется с теоретическими кривыми «кажущегося» значения ρ для двухслойного грунта, рассчитываемыми по формуле:

$$\rho = \rho_1 \left(1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \right)^n \frac{1}{\sqrt{\left(1 + \left(\frac{4nh}{D} \right)^2 \right)^3}} \right), \quad (1.3)$$

где h — глубина раздела слоев [м];

ρ_1 , ρ_2 — удельное сопротивление грунта верхнего и нижнего слоев соответственно [Ом·м].

Значения h , ρ_1 , ρ_2 , при которых теоретическая кривая наиболее близка к кривой ВЭЗ, принимаются, соответственно, в качестве значений толщины верхнего слоя грунта и удельных сопротивлений верхнего и нижнего слоев грунта. Определение значений h , ρ_1 , ρ_2 может быть проведено с помощью численных методов высшей математики, например, методом наименьших квадратов.

Для приведения многослойной модели грунта к двухслойной может быть применен так называемый метод палеток. Кривая должна быть представлена в логарифмических координатах и наложена на расчетную кривую — палетку (рис. 1.7).

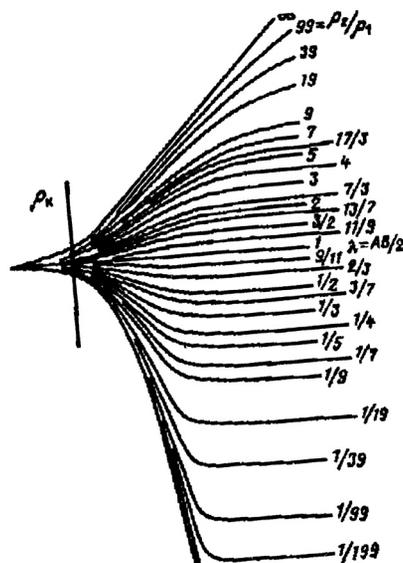


Рис. 1.7. Палетки ВЭЗ

Перемещая экспериментальную кривую ВЭЗ по палеткам, добиваются наилучшего совпадения с одной из палеток. Значения h , ρ_1 , ρ_2 определяют в соответствии с этой палеткой.

Результаты измерений должны быть приведены к наиболее неблагоприятным климатическим условиям.

Для приведения результатов измерений удельного сопротивления грунта к наиболее неблагоприятным климатическим условиям применяют сезонные коэффициенты, значения которых для различных типов грунтов приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Сезонные коэффициенты удельного сопротивления грунта K_{ρ} сезон

Тип грунта	Сезонный коэффициент удельного сопротивления грунта при влажности		
	малой	средней	большой
Глина	2	3	10
Супесь, суглинок	3	5	20
Песок	3	10	50

Для приведения результатов измерений сопротивления ЗУ к наиболее неблагоприятным климатическим условиям применяют сезонные коэффициенты, значения которых приведены в табл. 1.6.

Таблица 1.6

Сезонные коэффициенты для определения сопротивления ЗУ

Значение корня квадратного из площади ЗУ \sqrt{S} , м	Электрическое строение грунта	K_{ρ}	Сезонные коэффициенты в географических районах								
			Европейская часть южнее 48-й параллели			Европейская часть и Западная Сибирь между 48 и 57-й параллелями, Ленинградская, Новгородская, Сахалинская обл., Приморский край			Остальная территория России		
			при длине вертикальных электродов, м								
			0-6	30	50	0-6	30	50	0-6	30	50
10	Грунтовые воды	3	1,4	1,3	1,0	1,5	1,5	1,1	1,1	1,9	1,2
		20	1,9	1,5	1,1	2,8	2,1	1,1	5,4	4,8	1,4
		50	2,0	1,6	1,1	4,0	2,2	1,1	10	8,5	1,4
	Однородный	3	1,1	1,1	1,0	1,4	1,1	1,0	2,0	1,4	1,0
		20	1,4	1,1	1,0	4,4	1,2	1,0	9,2	5,9	1,0
		50	1,8	1,1	1,0	9,5	1,3	1,0	22	14	1,0
	Подстилающие породы, скальные	3	1,2	1,0	1,0	2,3	1,0	1,0	2,7	2,6	1,0
		20	2,9	1,1	1,0	13	1,1	1,0	17	16	1,0
		50	5,7	1,1	1,0	32	1,1	1,0	43	40	1,0
50	Грунтовые воды	3	1,2	1,1	1,0	1,2	1,2	1,0	1,5	1,5	1,2
		20	1,4	1,2	1,0	1,7	1,7	1,1	2,5	2,9	1,3
		50	1,5	1,3	1,1	2,3	2,0	1,1	3,9	4,5	1,3
	Однородный	3	1,1	1,1	1,0	1,3	1,2	1,0	1,5	1,3	1,0
		20	1,3	1,1	1,0	3,2	1,9	1,0	4,5	4,5	1,0
		50	1,6	1,2	1,0	6,8	2,2	1,0	11	10	1,0
	Подстилающие породы, скальные	3	1,2	1,1	1,0	2,1	1,3	1,0	2,4	2,4	1,0
		20	2,5	1,5	1,1	11	1,6	1,0	14	14	1,0
		50	4,8	2,0	1,1	28	1,6	1,0	35	35	1,0
500	Грунтовые воды	3	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,1
		20	1,3	1,1	1,0	1,4	1,4	1,3	1,6	1,8	1,4
		50	1,3	1,2	1,0	1,8	1,8	1,4	2,3	2,5	1,6
	Однородный	3	1,1	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4	1,2
		20	1,2	1,1	1,0	2,9	2,7	1,5	3,9	4,0	1,6
		50	1,5	1,2	1,0	5,8	4,7	1,6	8,4	8,6	1,7
	Подстилающие породы, скальные	3	1,2	1,1	1,0	2,0	1,8	1,2	2,2	2,3	1,2
		20	2,2	1,4	1,0	11	5,4	1,3	13	13	1,3
		50	4,1	1,5	1,0	25	10	1,5	31	31	1,5

По результатам измерений составляется Протокол (рис. 1.8).

Исполнитель _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории
действительно до _____

Объект: _____

1.	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм, рт. ст.
2.	Измерения проведены приборами		заводской номер		дата очередной поверки	
Характер грунта: влажный, средней влажности, сухой				-		
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное				-		

ПРОТОКОЛ № ___ от «___» _____ 20__ г.

Удельное сопротивление грунта

№	Место измерений	Глубина слоя, м	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Примечания
1.				
2.				
3.				

Эквивалентные значения удельного сопротивления грунта ρ , приведенные к двухслойной модели составили: ρ верхнего слоя – ___ Ом·м, ρ нижнего слоя – ___ Ом·м, толщина верхнего слоя – ___ м.

Эквивалентные значения удельного сопротивления грунта ρ , приведенные к двухслойной модели с учетом наибольшего промерзания (высыхания) составили:

ρ верхнего слоя – ___ Ом·м, ρ нижнего слоя – ___ Ом·м, толщина верхнего слоя – ___ м.

Измерения провели:

_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(Ф.И.О.)
_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(Ф.И.О.)

Утверждаю:

_____	_____	_____
(должность)	(подпись)	(Ф.И.О.)

МП

Рис. 1.8. Пример протокола по измерению удельного сопротивления грунта

Приборы для измерения удельного электрического сопротивления грунта должны осуществлять измерение удельного сопротивления грунта методом ВЭЗ и отвечать в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 следующим требованиям.

Диапазон измеряемых значений от 1 Ом·м до 40 кОм·м.

Глубина зондирования не менее 100 м.

Погрешность измерений не более 10 %.

1.5.4. Измерение сопротивления заземляющего устройства

Измерение сопротивления ЗУ выполняют по методу амперметра — вольтметра. Принципиальная схема измерений приведена на рис. 1.9.

Источник переменного тока подключают к ЗУ объекта (как правило, в опорной точке) и токовому электроду, вынесенному за пределы территории, на которой расположено ЗУ. Вольтметр подключают к ЗУ в той же точке, где подключен источник тока, и к вынесенному потенциальному электроду. Потенциальный электрод размещают на линии, соединяющей опорную точку и токовый электрод. Расстояния до токового и потенциального электродов от края заземлителя выбирают в зависимости от размеров заземлителя и наличия свободной от подземных коммуникаций территории за пределами заземляющего устройства.

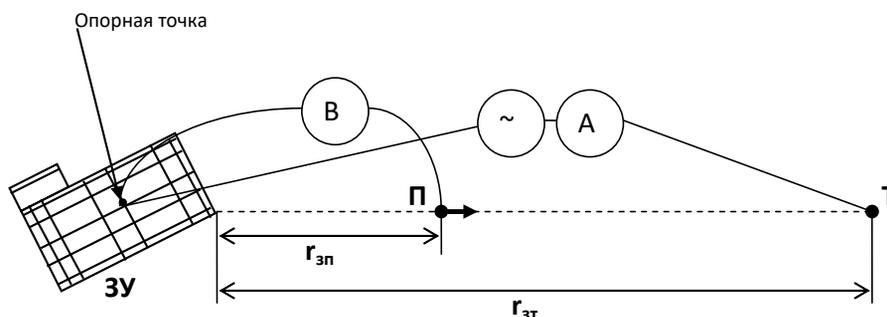


Рис. 1.9. Схема измерения сопротивления заземляющего устройства:

П — потенциальный электрод, Т — токовый электрод

Если ЗУ имеет небольшие размеры, а вокруг него имеется обширная площадь, свободная от линий электропередачи и подземных коммуникаций, то расстояния до электродов выбираются следующим образом: $r_{зт} \geq 5D$; $r_{зп} = 0,5r_{зт}$. Здесь D — наибольший линейный размер ЗУ, характерный для данного типа заземлителя (для заземлителя в виде многоугольника — диагональ ЗУ, для глубинного заземлителя — длина глубинного электрода, для лучевого заземлителя — длина луча).

Если ЗУ имеет большие размеры и отсутствует возможность размещения электродов, как указано выше, токовый электрод следует разместить на расстоянии $r_{зт} \geq 3D$. Потенциальный электрод размещается последовательно на расстояниях $r_{зп} = 0,1r_{зт}, 0,2r_{зт}, 0,3r_{зт}, 0,4r_{зт}, 0,5r_{зт}, 0,6r_{зт}, 0,7r_{зт}, 0,8r_{зт}, 0,9r_{зт}$ и производят измерение значений сопротивления. По данным измерений строят кривую зависимости сопротивления от расстояния потенциального электрода до ЗУ. Если вид полученной зависимости соответствует изображенной на рис. 1.10, а значения сопротивлений, измеренных при положении потенциального электрода на расстояниях $0,4L_T$ и $0,6L_T$ отличаются не более, чем на 10 %, то за сопротивление ЗУ принимают значение сопротивления на расстоянии $0,5L_T$. Если кривая немонотонная, что является следствием влияния различных коммуникаций (подземных и надземных), измерения повторяют при расположении электродов в другом направлении от ЗУ.

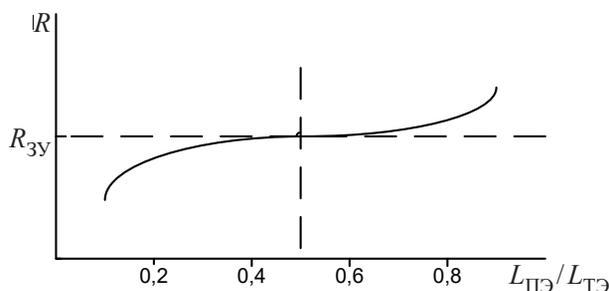


Рис. 1.10 Зависимость измеренного сопротивления от положения потенциального электрода

Перед началом измерений по исполнительной схеме ЗУ определяют место подключения источника переменного тока к ЗУ и место расположения токового электрода, вынесенного за пределы территории ЗУ. Для исключения возможного влияния посторонних токов на результаты измерений, необходимо проверить наличие напряжения между ЗУ и потенциальным электродом при отключенном источнике измерительного тока. При наличии напряжения от посторонних токов необходимо принять меры к уменьшению его влияния, увеличив измерительный ток или селективность отстройки по частоте.

Для уменьшения влияния посторонних токов рекомендуется также изменить направление разноса токового и потенциального электродов.

Измерение сопротивления производят без отсоединения грозозащитных тросов, оболочек отходящих кабелей и других естественных заземлителей. Расстояния от ЗУ до токового и потенциального электродов выбирают в зависимости от размеров ЗУ и характерных особенностей территории вокруг ЗУ.

При производстве измерений в качестве вспомогательных электродов применяют стальные стержни или трубы диаметром до 50 мм. Стержни должны быть очищены от краски, а в месте присоединения соединительных проводников и от ржавчины. Стержни забивают или ввинчивают в грунт на глубину 1,0–1,5 м. В случае необходимости токовый электрод выполняют из нескольких параллельно соединенных электродов, размещаемых по окружности, с расстоянием между ними 1,0–1,5 м.

Для приведения результатов измерения к наихудшим условиям, которые могут быть в эксплуатации, применяется повышающий сезонный коэффициент $K_{сез}$ для определения сопротивления заземляющего устройства. (см. табл. 1.6).

Если невозможно обеспечить размещение токового и потенциальных электродов на указанные выше расстояния (например, при расположении объекта в населенном пункте), то измерения проводят при размещении электродов на наибольшем возможном расстоянии от ЗУ. Если есть возможность, то для наибольшего удаления токового электрода используют отходящие от энергообъекта линии связи, силовые кабели или ВЛ (при снятии напряжения), заземляя их на конце.

Сопротивление ЗУ определяют расчетом с помощью компьютерной программы. В качестве исходных данных для проведения расчетов используют исполнительную схему ЗУ и результаты измерений удельного сопротивления грунта, приведенные к наиболее неблагоприятным климатическим условиям. Результаты измерений используют для тестирования расчетной схемы.

Нормативные значения сопротивления заземляющих устройств приведены в табл. 1.7.

Таблица 1.7

Наибольшие допустимые сопротивления заземляющих устройств

Вид электроустановки	Характеристика заземляемого объекта	Характеристика заземляющего устройства	Сопротивление, Ом
1. Электроустановка напряжения выше 1 кВ, кроме ВЛ *	Электроустановка сети с эффективно заземленной нейтралью	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	0,5
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства только для установки выше 1 кВ	Искусственный заземлитель вместе с подсоединенными естественными заземлителями	250/I ** но не более 10
	Электроустановка сети с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства для электроустановки до 1 кВ	Искусственный заземлитель с подсоединенными естественными заземлителями	125/ I ** при этом должны быть выполнены требования к заземлению установки до 1 кВ
	Подстанция с высшим напряжением 20–35 кВ при установке молниеотвода на трансформаторном портале	Заземлитель подстанции	4, без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ
	Отдельно стоящий молниеотвод	Обособленный заземлитель	80

В качестве расчетного тока принимается:

- в сетях без компенсации емкостного тока — ток замыкания на землю;
- в сетях с компенсацией емкостного тока:
 - для заземляющих устройств, к которым присоединены дугогасящие реакторы, — ток, равный 125 % номинального тока этих реакторов;
 - для заземляющих устройств, к которым не присоединены дугогасящие реакторы, ток замыкания на землю, проходящий в сети при отключении наиболее мощного из дугогасящих реакторов или наиболее разветвленного участка сети.

По результатам измерений составляется Протокол (рис. 1.11).

* Для электроустановок выше 1 кВ при удельном сопротивлении грунта ρ более 500 Ом·м допускается увеличение сопротивления в 0,002р раз, но не более десятикратного.

** I — расчетный ток замыкания на землю [А].

Исполнитель _____

(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____

(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории

Объект: _____

действительно до _____

1.	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм. рт. ст.
2.	Измерения проведены приборами		Заводской номер		Дата очередной поверки	
3.	Характер грунта: влажный, средней влажности, сухой		-			
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное			-			
Заземляющее устройство применяется для электроустановок напряжением выше 1000 В			-			
Режим нейтрали			-			
Ток замыкания на землю			А			
Удельное сопротивление грунта			- ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м.			

ПРОТОКОЛ № __ от «__» _____ 200_ г.

Сопротивление заземляющего устройства

№	Наименование объекта	Сопротивление ЗУ, Ом	Сопротивление ЗУ без отходящих коммуникаций, Ом	Пригодность к эксплуатации	Дата следующей проверки	Примечания

Испытания провели:

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

Утверждаю:

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

МП

Рис. 1.11. Протокол по измерению сопротивления ЗУ

Приборы для измерения сопротивлений заземляющего устройства должны отвечать в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 следующим требованиям.

Разрешение прибора 0,01 Ом в диапазоне до 10 Ом. Наибольшее измеряемое сопротивление — не менее 1000 Ом.

Прибор должен иметь отдельные токовые и потенциальные цепи (измерение по методу «амперметра — вольтметра»). Предпочтение следует отдавать отдельно выполненным генератору с амперметром и вольтметром.

Частота измерительного тока должна лежать в пределах 50±10 Гц. В иных случаях должны даваться поправочные коэффициенты к результатам измерений (или автоматическое приведение результатов к промышленной частоте).

Коэффициент селективности по отношению к частоте 50 Гц не менее 100.

Выдерживаемые (без выхода из строя) внешние напряжения:

— в потенциальной цепи — 380 В, частотой 50 Гц, в течение 1 мин;

— в токовой цепи — 30 В, в течение 1 мин.

Напряжения помех в токовой и потенциальной цепях, при которых погрешность измерения не превышает паспортную:

— в диапазоне измерений до 10 Ом — 10 В переменного (50 Гц) и постоянного напряжения;

— в диапазоне измерений выше 10 Ом — 50 В переменного (50 Гц) и постоянного напряжения.

1.5.5. Определение напряжения на заземляющем устройстве

Напряжение на ЗУ определяют как произведение измеренного (расчетного) сопротивления заземляющего устройства на ток, повышающий потенциал:

$$U_{зу} = R_{зу} \cdot I_{пш}$$

В электроустановках, принадлежащих сети с эффективно заземленной нейтралью, и имеющих заземленные нейтрали силовых трансформаторов в самой электроустановке, потенциалоповышающие токи определяются при однофазных коротких замыканиях на шинах всех РУ. В качестве расчетного

тока выбирается наибольший. Если расчетом не определены токи нулевой последовательности во всех воздушных линиях (ВЛ) (всех номинальных напряжений этой сети), потенциалоповышающий ток определяют как геометрическую сумму тока однофазного короткого замыкания на шинах и тока нейтрали (с учетом фазы, рис. 1.12).

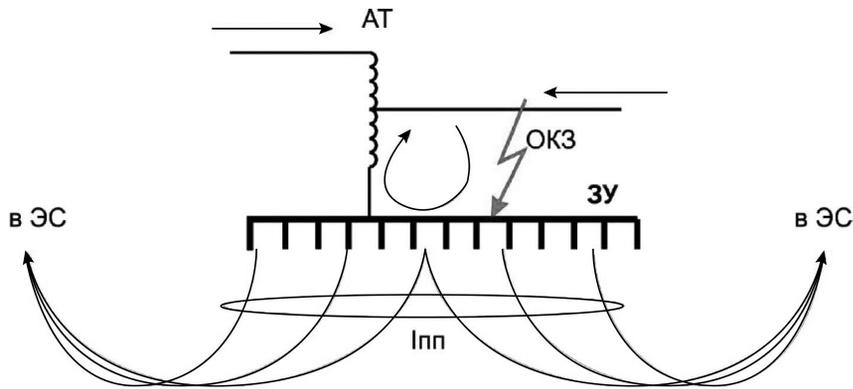


Рис. 1.12. К определению потенциала повышающего тока в электроустановках 110 кВ и выше с заземленной нейтралью

Напряжение на ЗУ можно также определить расчетом с помощью компьютерной программы.

В качестве исходных данных для проведения расчетов используют:

- исполнительную схему ЗУ;
- результаты измерений удельного сопротивления грунта, приведенные к наиболее неблагоприятным климатическим условиям;
- значения токов короткого замыкания (КЗ) на землю: при однофазном коротком замыкании на землю в сети с эффективно заземленной нейтралью и двойного замыкания на землю (замыкание на землю двух фаз в различных точках) в сети с изолированной нейтралью.

Если на объекте имеется несколько распределительных устройств (РУ) различного напряжения, то расчет проводят для режимов КЗ на каждом РУ. По результатам расчетов определяют наибольшее значение напряжения на ЗУ. При расчете напряжения на ЗУ в сети с изолированной нейтралью одна из точек двойного замыкания на землю должна быть принята вне ЗУ (на отходящей линии электропередачи, на опоре, ближайшей к ПС, вне подхода, защищенного тросом при его наличии).

По результатам расчетов составляется Протокол (рис. 1.13).

Исполнитель _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории

Объект: _____

действительно до _____

Заземляющее устройство применяется для электроустановок напряжением выше 1000 В	-
Режим нейтрали	-
Ток замыкания на землю	А
Удельное сопротивление грунта	- ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м. С учетом промерзания грунта в зимний период

ПРОТОКОЛ № __ «__» _____ 200 г.

Результаты расчетов напряжения на заземляющем устройстве

№	Наименование объекта	Сопротивление растеканию тока, Ом	Напряжение на заземляющем устройстве, кВ	Параметры грунта	Соответствие нормативным документам	Примечания
1				ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м.		

Расчеты провел:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Утверждаю:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

МП

Рис. 1.13. Протокол по напряжению на ЗУ

1.5.6. Определение напряжения прикосновения

Напряжение прикосновения в электроустановках напряжением 110 кВ и выше измеряют при имитации КЗ на землю, а электроустановках 6–35 кВ — при имитации двойного замыкания на землю.

По исполнительной схеме выбирают контрольные точки измерений (не менее 5 для каждого РУ) в местах наибольших значений сопротивления металлоосвязи оборудования с ЗУ на рабочих местах и на остальном оборудовании.

Принципиальная схема измерений напряжения прикосновения представлена на рис. 1.14. В соответствии с ГОСТ 12.1.038-82 (2001) при измерении напряжения прикосновения в электроустановках напряжением 110 кВ и выше сопротивление тела человека моделируется резистором $R_{\text{ч}} = 1$ кОм, а в электроустановках 6–35 кВ — $R_{\text{ч}} = 1$ кОм при воздействии до 1 с и $R_{\text{ч}} = 6$ кОм при воздействии более 1 с. Сопротивление растеканию тока с ног человека должно моделироваться с помощью квадратной пластины размером 25×25 см², которая располагается на поверхности земли (пола) на расстоянии 0,8–1 м от оборудования, в местах возможного нахождения человека.

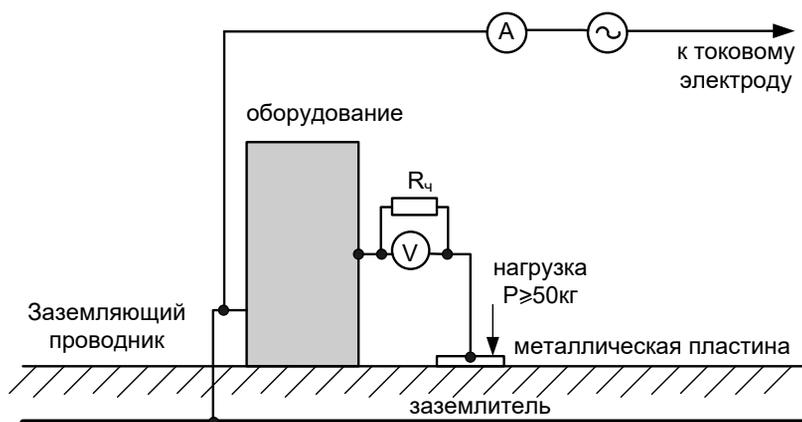


Рис. 1.14. Схема измерения напряжения прикосновения

Токовый электрод размещают таким образом, чтобы возможно точнее имитировать токовую цепь, возникающую при замыкании на землю. При измерении напряжения прикосновения на территории РУ напряжением 110 кВ и выше, питание которого осуществляется от одной или нескольких воздушных линий (ВЛ), токовый электрод переносят от края заземлителя не менее, чем на $2D$, где D — максимальный размер заземлителя. Если РУ располагается на застроенной территории, то для уменьшения наводки напряжения на токовую цепь рабочим током ВЛ токовый электрод переносят не менее, чем на 200 м от РУ и в сторону от питающих ВЛ примерно на 100 м. Если измерения выполняют на РУ напряжением 110 кВ, с шин которого осуществляется питание нагрузки, а питание шин в свою очередь осуществляется от автотрансформатора с высшим напряжением 220–1150 кВ, токовый электрод следует присоединять к нейтрали питающего автотрансформатора.

Проводники токовой и потенциальной цепей должны подключаться к заземленному оборудованию отдельными струбцинами. При этом проводник токовой цепи присоединяют к заземляющему проводнику. Проводник потенциальной цепи может быть подсоединен к этому же заземляющему проводнику или к любой точке металлоконструкции, т.е. к месту возможного прикосновения.

При измерении на нерабочем месте токовый вывод прибора присоединяют к заземляющему проводнику корпуса ближайшего оборудования, по которому может протекать ток короткого замыкания.

Напряжение прикосновения определяют по выражению:

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot (U_{\text{изм}} / I_{\text{изм}}), \quad (1.4)$$

где I_3 — значение тока замыкания на землю в месте измерения, а $U_{\text{изм}} / I_{\text{изм}}$ — сопротивление, измеренное прибором.

Напряжение прикосновения также может быть определено по выражению:

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{ожид}} - U_{\text{осн}} = I_3 \cdot (U_{\text{изм}} / I_{\text{изм}}) \cdot R_{\text{ч}} / (R_{\text{ч}} + R_{\text{осн}}), \quad (1.5)$$

где $U_{\text{ожид}}$ — ожидаемое напряжение прикосновения, равное разности потенциалов между заземленными частями оборудования и поверхностью земли (пола) в месте нахождения человека; $U_{\text{осн}}$ — напря-

жение на сопротивлении основания $R_{\text{осн}}$ — сопротивление растеканию тока с человека. При этом для определения напряжения прикосновения измеряют ожидаемые напряжения прикосновения и сопротивление основания в контрольных точках (рис. 1.15). Определение сопротивления основания рекомендуется проводить у каждой точки измерения. Сопротивление $R_{\text{осн}}$ измеряют мегомметром.

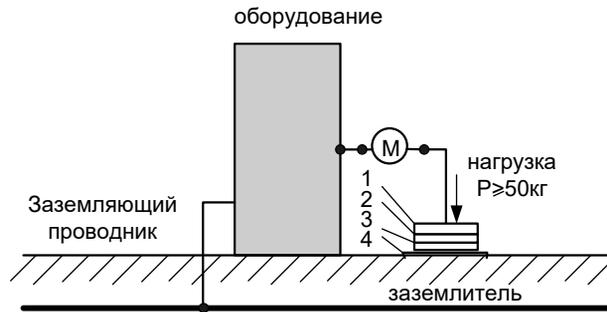


Рис. 1.15. Схема измерения сопротивления основания:

М — мегомметр, 1 — доска, 2 — поролон, 3 — медная сетка; 4 — мокрая ткань

Численное значение $R_{\text{осн}}$ равняется $1,8\rho$ [Ом], где ρ — удельное сопротивление грунта в точке измерения [Ом·м].

По результатам измерений рассчитывают напряжение прикосновения.

При расчетах напряжения прикосновения с помощью компьютерной программы в качестве исходных данных принимают: исполнительную схему ЗУ; значения тока замыкания на землю; удельное сопротивление грунта. Результаты измерений напряжения прикосновения используют для тестирования расчетной модели.

В соответствии с ГОСТ 12.1.038-82 (2001) напряжения прикосновения при нормальном режиме работы электроустановки не должны превышать допустимых значений, указанных в табл. 1.8–1.10.

Таблица 1.8

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека, при нормальном (неаварийном) режиме (продолжительность воздействия не более 10 мин в сутки)*

Род тока	U , В	I , мА
	не более	
Переменный 50 Гц	2,0	0,3

Таблица 1.9

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения при аварийном режиме электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1 кВ с изолированной нейтралью

Время воздействия t , с	Предельно допустимое напряжение прикосновения U , В											
	0,01 0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св 1,0
Переменный 50 Гц	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20

Таблица 1.10

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения при аварийном режиме электроустановок с частотой тока 50 Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали

Продолжительность воздействия t , с	Предельно допустимый уровень напряжения прикосновения U , В
До 0,1	500
0,2	400
0,5	200
0,7	130
1,0	100
Св. 1,0 до 5,0	65

* Для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (более 75 %), приведенные в таблице значения должны быть уменьшены в три раза.

Напряжения прикосновения к открытым проводящим частям рекомендуется измерять в следующих местах:

— у мест заземленных нейтралей трансформаторов (в том числе трансформаторов собственных нужд — ТСН), автотрансформаторов, шунтирующих реакторов, а также у мест заземления дугогасящих реакторов или резисторов;

— у калиток внутренних ограждений наружной электроустановки;

— у периферийных открытых проводящих частей электроустановки, в частности, у калиток внешних ограждений;

— у стоек конденсаторов связи.

Ожидаемые напряжения прикосновения измеряют при помощи вольтметра переменного тока с большим внутренним сопротивлением. Один конец вольтметра присоединяют к металлическому штырю, который погружают в грунт на расстоянии 1 м от оборудования, на глубину 0,4 м, другой — к открытой проводящей части. Если измеренное ожидаемое напряжение прикосновения оказывается выше 2 В, производят измерение напряжения прикосновения повторно при шунтировании вольтметра сопротивлением 6 кОм по схеме подсоединения вольтметра по рис. 1.14.

При пофазном заземлении нулевых точек фаз автотрансформаторных групп это напряжение может быть опасным. Измерение напряжения в этом случае следует провести при помощи изолирующей штанги, к которой прикрепляется проводник от вольтметра, предназначенный для подсоединения к оборудованию.

По результатам измерений составляется Протокол (рис. 1.16).

Исполнитель _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории
действительно до _____

Объект: _____

1	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм, рт. ст.
2	Измерения проведены приборами		заводской номер		дата очередной поверки	
Характер грунта: влажный, сухой				-		
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное				-		
Заземляющее устройство применяется для электроустановок напряжением выше, ниже 1000 В				-		
Режим нейтрали				-		
Ток замыкания на землю					А	
Время срабатывания защит				основная – 0,1 сек; резервная – более 1 сек.		
Удельное сопротивление грунта				- ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м.		

ПРОТОКОЛ № __ от «__» _____ 200_ г.

Результаты измерений напряжений прикосновения в контрольных точках

№	Оборудование и присоединение		Нормативное значение, В	Измеренное значение, В	Заключение
1	2	3	4	5	6
1.					
2.					

Измерения провели:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Утверждаю:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.) МП

Рис. 1.16. Протокол измерения напряжения прикосновения

Приборы для измерения сопротивлений напряжения прикосновения должны отвечать в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 следующим требованиям.

Прибор должен иметь отдельные токовые и потенциальные цепи (измерение по методу «амперметра — вольтметра»). Предпочтение следует отдавать отдельно выполненным генератору с амперметром и вольтметром.

Частота измерительного тока должна лежать в пределах 50 ± 10 Гц. В иных случаях должны даваться поправочные коэффициенты к результатам измерений (или автоматическое приведение результатов к промышленной частоте).

Коэффициент селективности по отношению к частоте 50 Гц не менее 100.

1.5.7. Определение распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах короткого замыкания

В сетях с эффективно заземленной нейтралью наибольший ток промышленной частоты протекает по ЗУ при однофазном КЗ. В сетях с изолированной нейтралью протекание большого тока по ЗУ возможно при двойном замыкании на землю. В этом случае ток протекает от точки замыкания на землю одной фазы до точки замыкания на землю другой фазы. Для того чтобы определить возможные уровни воздействующих на вторичное оборудование и кабели напряжений и токов при коротком и двойном замыкании на землю, проводят измерения распределения потенциалов и токов на заземляющем устройстве при имитации этих режимов в соответствии с СО 34.35.311.2004.

На основании исполнительной схемы ЗУ выбирают оборудование, на котором при КЗ на землю ожидается наибольший потенциал. Такими местами являются: оборудование, присоединенное к сетке заземлителя заземляющими проводниками наибольшей длины; группа оборудования, у которого большое сопротивление металlosвязи с основным заземлителем; оборудование, наиболее удаленное и ближайшее от места установки вторичного оборудования (например, от релейного щита).

Для выбранных наиболее опасных мест имитируют КЗ на корпус оборудования (рис. 1.17) и измеряют распределение потенциалов по заземляющему устройству: в точке КЗ, в местах установки вторичного оборудования и в местах возможного воздействия опасного напряжения на кабели (например, на заземляющих проводниках в кабельных каналах).

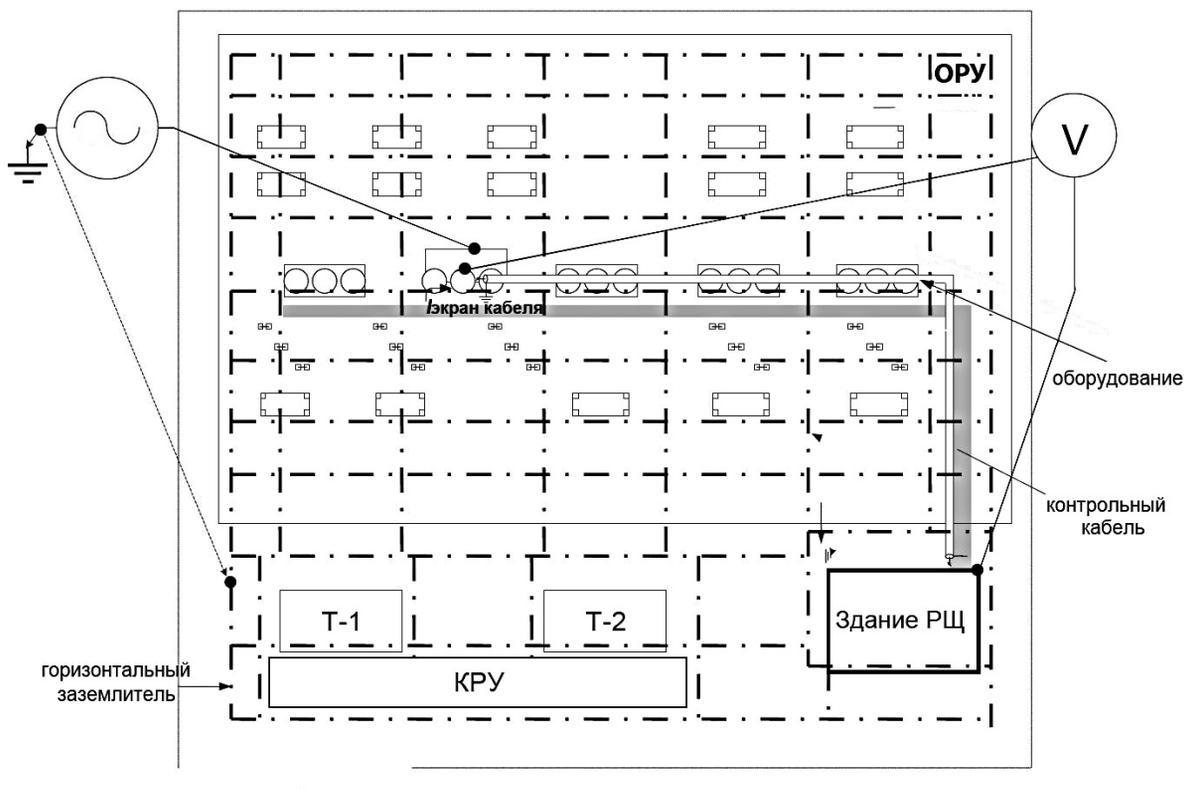


Рис. 1.17. Схема проведения измерений распределения токов и напряжений при имитации КЗ на землю

Имитацию КЗ проводят при помощи генератора переменного тока и комплекта реостатов. Сопротивление реостатов подбирают таким, чтобы распределение токов (в процентном соотношении), протекающих по элементам заземляющего устройства (оборудования, нейтралей Т, АТ), было одинаковым с распределением токов при реальных КЗ. Имитация КЗ может быть проведена без применения реостатов. В этом случае имитируют отдельно каждую составляющую тока КЗ: от каждого Т/АТ и от энергосистемы.

При имитации КЗ также измеряют токи, проходящие от оборудования по заземляющему проводнику в заземлитель, по трубопроводам, металлоконструкциям и по кабелям (оболочка, броня, экран). Схема измерения представлена на рис. 1.18.

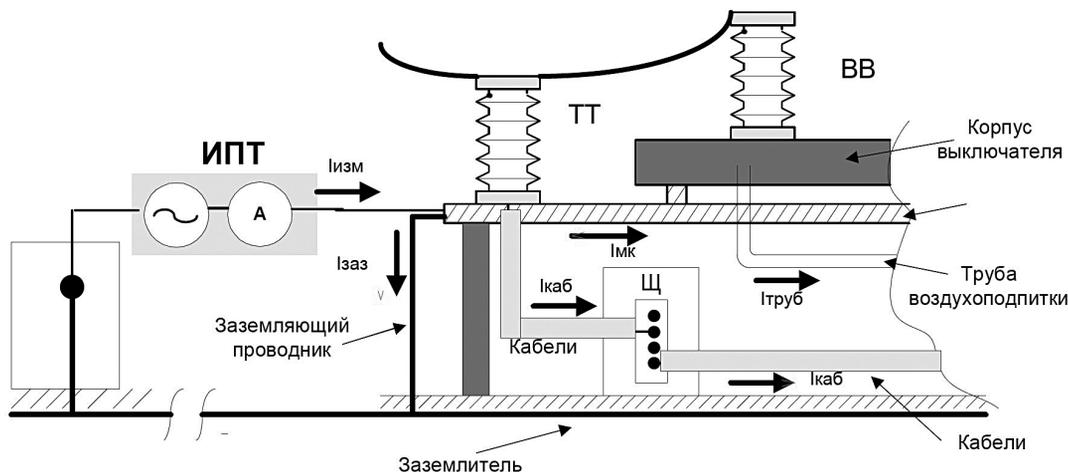


Рис. 1.18. Схема измерения распределения тока по элементам ЗУ при имитации КЗ

Измерения проводят с помощью селективных к частоте источника переменного тока (ИПТ) токовых клещей. Измеряют ток от ИПТ и в процентах к нему токи, проходящие по естественным и искусственным частям заземляющего устройства.

Значения токов и напряжений, полученные в результате имитационных измерений пересчитывают к реальным значениям тока КЗ. Измерения дополняют расчетами с помощью компьютерной программы. Расчеты проводят при однофазном КЗ в сетях с эффективно заземленной нейтралью и двойном замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью. В качестве исходных данных для определения напряжений и токов, действующих на контрольные кабели и вторичное оборудование при КЗ на землю, принимают: исполнительную схему ЗУ; значения токов однофазного короткого замыкания на каждом из РУ напряжением 110 кВ и выше и токов двухфазного замыкания на РУ 6–35 кВ; удельное сопротивление грунта.

Результаты измерений распределения токов и потенциалов по ЗУ при имитации КЗ используют для тестирования расчетной модели.

Полученную схему заземляющего устройства вводят в расчетную программу. В программе воспроизводят имитационные воздействия, выполненные на объекте, и производят сравнение расчетов с измерениями. При расхождении расчетных и экспериментальных значений более, чем на 15 %, проводят дополнительные измерения по уточнению параметров схемы заземляющего устройства.

После достижения совпадения результатов в пределах 15 %, считают, что расчетная схема ЗУ соответствует реальной. Далее проводят расчеты распределения напряжений по ЗУ и токов в экранах, оболочке или броне кабелей для каждого из оборудования при удельном сопротивлении грунта, соответствующем наиболее неблагоприятным климатическим условиям.

По результатам измерений и расчетов составляется Протокол (рис. 1.19).

Приборы для определения распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах КЗ должны удовлетворять в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 следующим требованиям.

Генератор переменного тока частотой 50 ± 10 Гц от 0 до не менее 5 А для имитации КЗ.

Селективный амперметр на диапазон измеряемых значений от 1 мА до 5 А с погрешностью не более 5 %.

Селективный вольтметр на диапазон измеряемых значений от 1 мВ до 40 В.

Коэффициент селективности к частоте 50 Гц не менее 100.

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории

Объект: _____

действительно до _____

1	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм, рт. ст.
2	Измерения проведены приборами		заводской номер		дата очередной поверки	
Характер грунта: влажный, средней влажности, сухой			-			
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное			-			
Заземляющее устройство применяется для электроустановок напряжением выше 1000 В			-			
Режим нейтрали			-			
Ток замыкания на землю					А	
Время срабатывания защит				0,1 сек		
Удельное сопротивление грунта				- ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м.		
Рассматриваемый тип контрольного кабеля, сечение экрана				КВВГэ, ~ 1 мм ²		

ПРОТОКОЛ № ___ от «__» _____ 20__ г.

Токи и напряжения промышленной частоты, воздействующие на вторичное оборудование при КЗ

Трасса	Место приложения воздействия	Напряжение на кабеле, кВ		Токи по экранам кабелей, А		Соответствие нормативным документам
		допустимое	измеренное	допустимое	измеренное	

Измерения провели:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Утверждаю:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.) МП

Рис. 1.19. Протокол измерения токов и напряжений, воздействующих на вторичное оборудование при КЗ

1.5.8. Определение тепловой устойчивости заземлителей, заземляющих проводников и экранов кабелей

Допустимые токи короткого замыкания для искусственных заземляющих проводников и заземлителей определяют, исходя из допустимой (по ПУЭ п.1.7.114 не выше 400 °С) температуре нагрева, по формуле:

$$I_{\text{доп}} = \frac{S}{S_{\text{доп}} q}, \quad (1.5)$$

где S — поперечное сечение проводника или экрана кабеля [мм²];
 $S_{\text{доп}}$ — допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 с;
 q — коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока.

$$q = \begin{cases} \sqrt{t+0,09}, & t < 1 \text{ с} \\ 0,8\sqrt{t}, & t > 1 \text{ с} \end{cases}$$

Значения $S_{\text{доп}}$ приведены в табл. 1.11.

Допустимое сечение $S_{\text{доп}}$ для проводников при токе 1 кА длительностью 1 с

Тип проводника	$S_{\text{доп}}$, мм ² /кА
Горизонтальный стальной заземлитель	14,0
Заземляющий проводник из стали, подсоединенный к аппарату	16,5
Горизонтальный медный заземлитель	4,6
Заземляющий проводник из меди, подсоединенный к аппарату	5,4
Арматура железобетона	30,3

Расчет температуры нагрева медных и алюминиевых экранов контрольных кабелей при коротких замыканиях в электроустановках напряжением 110 кВ и выше при заземлении экранов с двух сторон проводится по выражению:

$$\Delta\Theta = 7 \cdot \left(\frac{U_{\text{нз}}}{L} \right)^{1,5} \cdot \sqrt{\tau}, \quad (1.6)$$

где $\Delta\Theta$ — нагрев экрана кабеля [°C];

$U_{\text{нз}}$ — приложенное к заземленным концам экрана напряжение, обусловленное неэквипотенциальностью заземляющего устройства [В], (измеренное по схеме рис. 1.17 и пересчитанное на реальный ток КЗ);

L — длина кабеля [м];

τ — время отключения короткого замыкания [с].

Расчет допустимой плотности тока по защитному проводнику (РЕ-проводники) выполняют на основании п.1.7.126 ПУЭ (7-е издание).

$$i = \frac{I}{S} \leq \frac{k}{\sqrt{t}}, \quad (1.7)$$

где i — максимально допустимая плотность тока для защитного проводника;

S — площадь поперечного сечения защитного проводника [мм²];

I — ток, протекающий по защитному проводнику [А];

t — время протекания тока по защитному проводнику (соответствует полному времени отключения КЗ — не более 5 с) [с];

k — коэффициент, значение которого зависит от материала защитного проводника, изоляции кабеля, начальной и конечной температур нагрева.

Значение k для защитного проводника берут из табл. 1.7.6 ПУЭ. Если тип изоляции кабеля не известен, то берут значения k , соответствующие температуре нагрева 160 °С.

По результатам измерений и расчетов составляется Протокол (рис. 1.20).

Исполнитель _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории
действительно до _____

Объект: _____

Заземляющее устройство применяется для электроустановок напряжением выше 1000 В	-
Режим нейтрали	-
Ток замыкания на землю	А

ПРОТОКОЛ № ___ от «__» _____ 20__ г.

Результаты расчета термического нагрева заземляющих проводников

№	Наименование объекта	Время срабатывания защиты, с	Минимальное сечение заземляющих проводников на объекте, мм ²		Допустимое сечение заземляющих проводников, мм ²		Соответствие нормативным документам
			Заземляющие проводники, подсоединенные к силовому оборудованию	Проводники горизонтального заземлителя	Заземляющие проводники, подсоединенные к силовому оборудованию	Проводники горизонтального заземлителя с учетом растекания в две стороны	
1							

Расчеты провел:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Утверждаю:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

МП

Рис. 1.20. Протокол расчета термического нагрева заземляющих проводников

1.5.9. Определение распределения импульсных напряжений при коммутациях силового оборудования и коротких замыканиях на шинах распределительного устройства

При коммутациях (через емкости оборудования на землю) и коротких замыканиях на землю (через место замыкания) в ЗУ проходит импульсный ток высокой частоты. На оборудовании возникает скачок потенциала. Возросший потенциал с определенным коэффициентом ослабления передается по кабелям на входы вторичного оборудования.

Высокочастотную (ВЧ) составляющую тока короткого замыкания имитируют при помощи генератора высокочастотных импульсов. Схема измерений приведена на рис. 1.21. Для измерений выбирают цепи, где ожидается наибольший уровень помех. Такими цепями являются цепи напряжения и тока, дискретные и другие цепи, для которых входное сопротивление на аппаратуре в нормальном режиме больше 1 кОм (например, разомкнутый контакт).

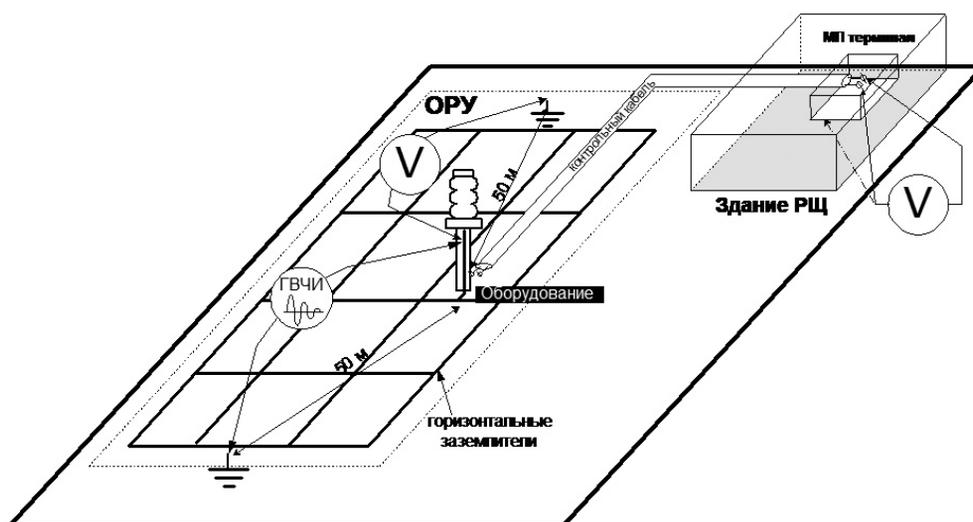


Рис. 1.21. Схема измерений при имитации ВЧ тока короткого замыкания

Генератор высокочастотных импульсов (ГВЧИ) подключают одним выходом к заземляющему проводнику оборудования на РУ, к которому приходят кабели от вторичного оборудования, а второй выход генератора заземляют на расстоянии не менее 50 м от данного оборудования. Необходимое расстояние между оборудованием и электродом определяют по табл. 1.12.

Таблица 1.12

Зависимость расстояния до удаленного электрода от удельного сопротивления грунта

Удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Необходимое расстояние до удаленного электрода, м
≤ 1000	50
1000–2000	60
2000–5000	70
5000–10000	80
10000–15000	90

В заземляющий проводник оборудования подают от ГВЧИ колебательный затухающий импульс с амплитудой более 2 А, декрементом затухания 3–5, с различной частотой колебаний (не менее трех значений частоты колебаний). На реальных объектах частота колебаний импульсных помех может изменяться от десятков килогерц до десятков мегагерц. Измерения при трех различных частотах позволяют установить зависимость импульсного сопротивления и уровня импульсных помех от частоты. При пересчете к реальному току используют полученную зависимость для определения импульсного сопротивления на частоте, которая наиболее близка к основной частоте ВЧ составляющей тока КЗ.

На входах вторичного оборудования импульсным вольтметром или осциллографом измеряют фоновые значения помех при выключенном генераторе. Включают генератор, и при фиксированных амплитуде и частоте колебаний импульса тока проводят измерения синфазных (провод — земля) и про-

тивофазных помех (провод — провод) на клеммах в месте подключения кабелей к вторичному оборудованию импульсным вольтметром или осциллографом.

Одновременно с измерением помех в цепях вторичной коммутации проводят измерение потенциала на заземлении оборудования и определяют импульсное сопротивление ($Z_{\text{имп.обор}}$) растеканию тока с ЗУ оборудования как отношение максимальных значений напряжения и тока. Измерение потенциала на заземлении оборудования измеряют с помощью импульсного вольтметра относительно земли на расстоянии не менее 50 м в противоположном направлении от места заземления генератора.

Допускается из группы однотипного оборудования, например, выключателей, выбрать не менее двух и провести измерение импульсных помех в цепях вторичной коммутации только этих элементов оборудования.

Затем рассчитывают коэффициент передачи:

$$K_{\text{перед}} = U_{\text{заз.обор}} / U_{\text{пом.имит}} = I_{\text{имит}} \cdot Z_{\text{имп.обор}} / U_{\text{пом.имит}}, \quad (1.8)$$

показывающий, как уменьшается амплитуда импульса напряжения при прохождении по кабелю от оборудования до вторичного оборудования. Здесь $U_{\text{заз.обор}} = I_{\text{имит}} \cdot Z_{\text{имп.обор}}$ — потенциал на заземлении оборудования, $I_{\text{имит}}$ — ток от генератора при имитационных измерениях, $U_{\text{пом.имит}}$ — помеха во вторичных цепях.

Определение $K_{\text{перед}}$ проводят для наиболее близкого и наиболее удаленного оборудования. В промежуточных случаях $K_{\text{перед}}$ определяют линейной интерполяцией. Для РУ, где число ячеек превышает 10, необходимо выполнить измерения и на одном-двух промежуточных элементах оборудования. Для трансформаторов напряжения, вторичные цепи которых заземляются на РУ, измерения необходимо проводить во всех случаях.

Для каждого оборудования, к которому подходят контрольные кабели, измеряют $Z_{\text{имп.обор}}$.

Результаты измерений помех во вторичных цепях пересчитывают к наибольшему возможному значению ВЧ составляющей тока КЗ ($I_{\text{вч}}$). Реальный ток КЗ определяют расчетом или для приближенной оценки берут из табл. 1.13.

Таблица 1.13

Максимальные значения ВЧ составляющей тока КЗ

$U_{\text{н}}$, кВ	110	220	330	500	750
$I_{\text{вч}}$, кА	1,2	2,5	4	6	11

Здесь $U_{\text{н}}$ — номинальное напряжение РУ; $I_{\text{вч}}$ — высокочастотная составляющая тока КЗ.

Напряжение помехи при КЗ определяют, как:

$$U_{\text{пом, КЗ}} = I_{\text{вч}} \cdot Z_{\text{имп.обор}} / K_{\text{перед}}$$

Полученное значение сравнивают с допустимым для аппаратуры значением (см. ГОСТ Р51317.6.5-2006).

Результаты измерения импульсного сопротивления используют для определения возможности обратного перекрытия с заземления оборудования на вторичные цепи. Перекрытие наиболее вероятно через клеммник на оборудовании, к которому присоединены вторичные цепи. Пробивное напряжение изоляции типовых клеммников при импульсных напряжениях (частота колебаний выше 100 кГц) составляет не менее 10 кВ. Таким образом, необходимое условие отсутствия обратного перекрытия есть $U_{\text{заз.обор}} < 10$ кВ.

По результатам измерений и расчетов составляется Протокол (рис. 1.22).

Приборы для определения распределения импульсных напряжений должны отвечать в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 следующим требованиям.

Генератор импульсов тока для имитации высокочастотной составляющей тока КЗ.

Форма выходного импульса напряжения генератора — затухающая синусоида. Частота выходного импульса напряжения генератора в режиме холостого хода, МГц — $0,5 \pm 0,1$; $1 \pm 0,1$; $2 \pm 0,2$.

Максимальная амплитуда выходного импульса напряжения генератора в режиме холостого хода, В — 1000.

Импульсный амперметр на диапазон измеряемого тока во внешней нагрузке от 1 А до 10 А с погрешностью не более 15 %.

Импульсный вольтметр на диапазоны измерений амплитуд импульса напряжения — от 0,5 до 200 В с погрешностью не более 15 %.

Исполнитель _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории
действительно до _____

Объект: _____

1.	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм. рт. ст.
2.	Измерения проведены приборами		заводской номер		дата очередной проверки	
Характер грунта: влажный, средней влажности, сухой			-			
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное			-			
Заземляющее устройство применяется для электроустановок напряжением выше 1000 В			-			
Режим нейтрали			-			
Ток замыкания на землю			А			
Удельное сопротивление грунта			- ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м.			

ПРОТОКОЛ № __ от «__» _____ 20__ г.

Импульсные помехи, вызванные подъемом потенциала на заземляющем устройстве

Вид цепей	Оборудование	Измеренное значение напряжения (порт подключения кабеля), мВ	Частота колебаний импульса тока, МГц	Ток генератора, А	Пересчет к реальным воздействиям		Соответствие 3 степени жесткости по ГОСТ Р 51317.4.12-99
					ВЧ составляющая тока КЗ, кА	Напряжение на устройстве (порт подключения кабеля), кВ	
Помеха синфазная							
Помеха противофазная							

Измерения провели:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Утверждаю:

М.П. (должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Рис. 1.22. Протокол измерений и расчетов импульсных помех

1.5.10. Импульсные помехи при ударах молнии, связанные с подъемом потенциала заземлителя

Для определения возможного обратного перекрытия изоляции кабелей вторичных цепей проводят измерения распределения потенциалов по земле при имитации удара молнии в молниеприемник с помощью генератора импульсных токов.

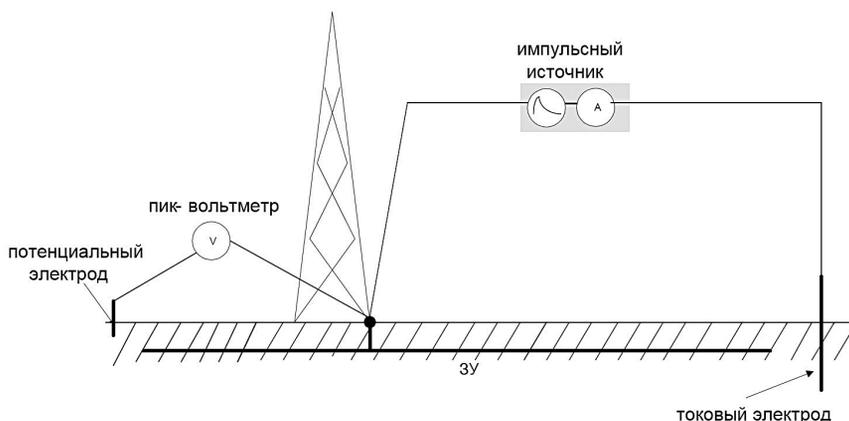


Рис. 1.23. Схема измерения импульсных потенциалов

На РУ генератор импульсов тока подключают между ЗУ молниеприемника и заземленным электродом на расстоянии не менее 50 м от молниеприемника. Измеряют потенциалы на земле вблизи кабельных каналов и лотков относительно точки, удаленной на расстояние не менее 50 м в направлении, противоположном от точки заземления генератора. При имитации удара молнии в здания и сооружения генератор импульсов тока подключают к молниеприемнику (стержень или сетка) наверху здания и к электроду в земле на расстоянии не менее 20 м от здания.

Осуществляют имитацию удара молнии в молниеприемник, и измеряют потенциалы в здании относительно точки, удаленной от здания на расстояние не менее 20 м в направлении, противоположном от точки заземления генератора.

Измерения проводят не менее чем при двух различных импульсах тока с временем фронта импульсов тока, отличающихся более чем в 3 раза в диапазоне от 0,25 мкс до 10 мкс.

Полученные результаты измерений пересчитывают к току молнии в соответствии с СО 34.21.122-2003. Коэффициент пересчета принимают пропорциональным отношению тока молнии к току от генератора при условии, что время фронта и длительность импульса при имитации отличались от нормируемых параметров импульса тока молнии не более, чем на 10 %. Если время фронта и длительность импульса при имитации отличались от нормируемых параметров импульса тока молнии более, чем на 10 %, производят экстраполяцию результатов измерений при различных импульсах тока к нормируемым значениям времени фронта импульса.

Расчеты распределения импульсных потенциалов проводят при помощи компьютерной программы. Результаты расчета, проведенного для условий имитации, сравнивают с результатами измерений. При расхождении результатов расчетов и измерений более, чем на 20 % рекомендуется повторить измерения при других направлениях разноса электродов и уточнить расчетную схему и исходные данные для расчета (например, удельное сопротивление грунта).

По результатам измерений и расчетов составляется Протокол (рис. 1.24).

Исполнитель _____ **Заказчик:** _____
(наименование организации, предприятия) (наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории _____ **Объект:** _____
действительно до _____

1.	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм. рт. ст.
2.	Измерения проведены приборами типа		Заводской номер		Дата очередной поверки	
Характер грунта: влажный, средней влажности, сухой			-			
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное			-			
Удельное сопротивление грунта			- ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м.			

ПРОТОКОЛ № __ от «__» _____ 20__ г.

Импульсное напряжение, воздействующее на контрольные кабели и оборудование при ударах молнии

№ молние-приемника	Ток молнии, кА	Длительность фронта, мкс	Наибольший потенциал на заземлителе вблизи кабельного канала, кВ	Импульсное сопротивление, Ом	Допустимый уровень, кВ	Заключение	Примечание
Молниеотводы, стоящие рядом с кабельными каналами							
Молниеотводы, расположенные от кабельных каналов на расстоянии больше 3м.							

Измерения провели: _____ Утверждаю:
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

_____ _____
(должность) (подпись) (Ф.И.О.) (должность) (подпись) (Ф.И.О.)

МП

Рис. 1.24. Протокол измерений и расчетов импульсных помех

Приборы для определения распределения импульсных напряжений должны отвечать в соответствии с СТО 56947007-29.130.15.105-2011 следующим требованиям.

Генератор импульсов тока для имитации тока молнии.

Форма выходного импульса напряжения генератора — аperiодическая. Длительность фронта генерируемых импульсов, мкс — от 0,25 до 10.

Длительность генерируемых импульсов по уровню 0,5 от амплитуды не менее 20 мкс.

Максимальная амплитуда выходного импульса напряжения генератора в режиме холостого хода, В — 1000.

Импульсный амперметр на диапазон измеряемого тока во внешней нагрузке от 1 А до 10 А с погрешностью не более 15 %.

Импульсный вольтметр на диапазоны измерений амплитуд импульса напряжения — от 0,5 до 200 В с погрешностью не более 15 %.

1.5.11. Определение коррозионного состояния заземляющих проводников и заземлителей

Коррозионное состояние заземляющих проводников и заземлителей определяют путем выборочно-го вскрытия и осмотра заземлителей и заземляющих проводников, находящихся под землей.

Выборочное вскрытие должно проводиться, как правило:

- у мест заземления нейтралей трансформаторов, реакторов, разрядников, ОПН, короткозамыкателей;
- в местах расположения горизонтальных искусственных заземлителей, обеспечивающих метал-лосвязи между заземляющими устройствами открытых распределительных устройств (ОРУ) разных классов напряжения;
- в местах подсоединения заземляющих проводников, выходящих из зданий, к внешнему зазем-ляющему устройству;
- у оборудования, находящегося на периферии открытой части электроустановки (равномерно по внешнему контуру электроустановки).

Особое внимание следует уделять осмотру заземляющих проводников под поверхностью грунта у места их входа в грунт.

Общее число мест проверки должно быть не менее 10, а для открытых электроустановок большой площади может быть увеличено до $0,1 \sqrt{S}$, где S — площадь электроустановки в м^2 .

На основе результатов вскрытия определяют существующие на момент проверки минимальные размеры поперечного сечения заземляющих проводников и заземлителей, и выполняют их проверку на термическую устойчивость. Элемент ЗУ должен быть заменен или усилен, если коррозионное раз-рушение нарушает его термическую устойчивость.

Если сечение удовлетворяет условию термической устойчивости, то по определенному снижению поперечного сечения заземляющих проводников и заземлителей и сроку эксплуатации ЗУ делают оценку срока снижения сечения до предела термической устойчивости.

Срок следующей проверки назначают на год, предшествующий году снижения сечения до предела термической устойчивости, но не позднее, чем через 12 лет после текущей проверки.

При повышенном коррозионном износе заземляющих проводников и заземлителей для определе-ния дальнейшего срока эксплуатации ЗУ необходимо выполнить измерения и расчеты коррозионных характеристик грунта, а также определение наличия блуждающих постоянных токов.

Настоящий раздел относится к заземляющим устройствам, выполненным из стальных заземлите-лей и стальных заземляющих проводников*.

Коррозионные характеристики грунта определяют путем измерения окислительно-восстано-вительного потенциала стали в грунте $\varphi_{\text{ов}}$ и эквивалентного удельного сопротивления верхнего слоя грунта $\rho_{\text{корр}}$. По полученным данным выполняют расчетную оценку возможного снижения сечения в результате коррозии.

Измерение электродного окислительно-восстановительного потенциала стали проводят по схеме, показанной на рис. 1.25.

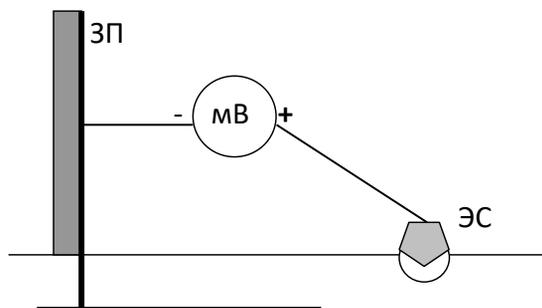


Рис. 1.25. Схема измерения окислительно-восстановительного потенциала:

ЭС — медносульфатный электрод сравнения; ЗП — заземляющий проводник в месте измерений;
мВ — милливольтметр постоянного напряжения с большим входным сопротивлением (не менее 10 МОм)

* При иных материалах (медь, луженая медь и др.) следует проверять коррозию расположенных на территории электроустановки стальных трубопроводов, алюминиевых оболочек кабелей, арматуры ж/б фундаментов и пр. На эти работы настоящий стандарт не распространяется.

Электрод сравнения устанавливают в предварительно очищенный (от травы, щебня и т.п.) и увлажненный грунт на расстоянии 0,5–1 м от пробного электрода. Между ними измеряют разность потенциалов $\varphi_{об}$, составляющую обычно 200–650 мВ. Если измеренное значение $\varphi_{об}$ выходит за эти пределы более чем на 100 мВ, или имеет обратный знак, то это означает, что на процессы грунтовой коррозии наложена электрокоррозия блуждающими токами.

Измерение эквивалентного удельного сопротивления грунта проводят методом пробного электрода. В качестве пробного электрода используют стальной электрод диаметром 10 мм, погруженный в грунт на глубину 0,5 м. Пробный электрод погружается в таком месте, чтобы не образовалось случайного контакта с заземлителем.

Измеряют сопротивление пробного электрода $R_{пэ}$ как сопротивление между пробным электродом и заземляющим устройством. Эквивалентное удельное сопротивление грунта рассчитывают по выражению:

$$\rho_{эКВ} = 0,6R_{пэ}.$$

Расчетная оценка возможного снижения сечения в результате коррозии. По измеренному электродному потенциалу и удельному электрическому сопротивлению грунта определяют номер зоны коррозионной опасности $З_к$:

$$З_к = 6,167 - 0,833 \cdot \ln \left(\frac{|\varphi_{об}| - 125}{\rho_{эКВ}} \right). \quad (1.9)$$

Значения $З_к$, равные 0; 1; 2, соответствуют большой опасности коррозии; значения $З_к$, равные 3 и 4, — средней степени опасности; равные 5 и более — слабой степени опасности. Динамика изменения глубины коррозии во времени для различных коррозионных зон показана на рис. 1.26.

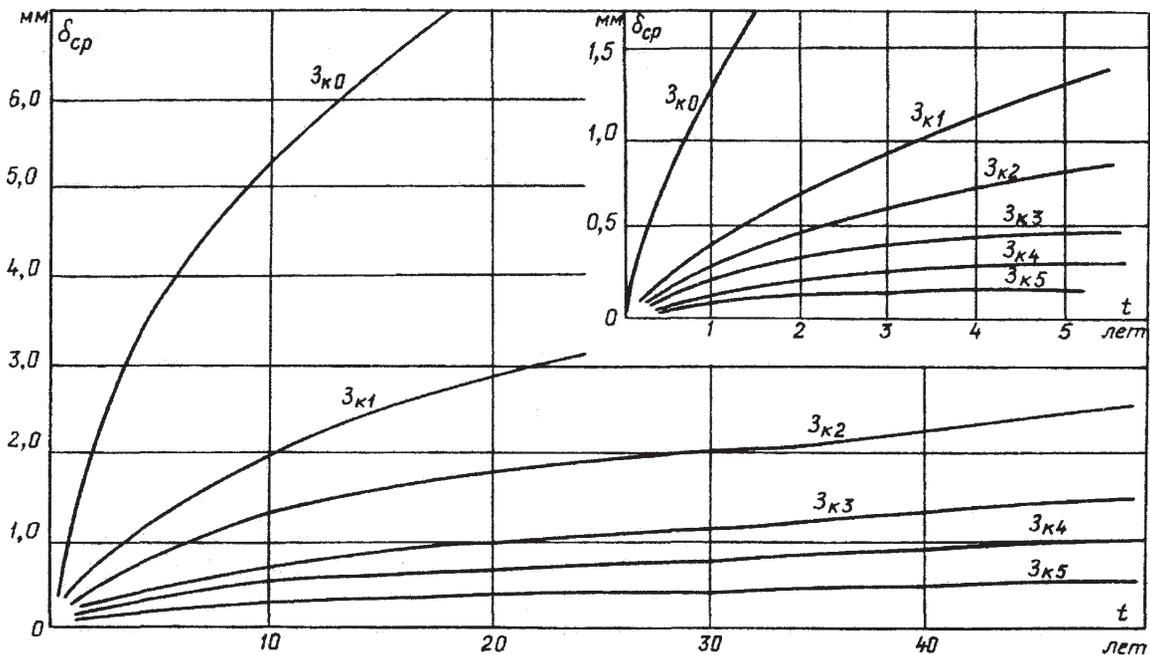


Рис. 1.26. Зависимость глубины коррозии стальных заземлителей ($\delta_{ср}$) от времени для различных коррозионных зон

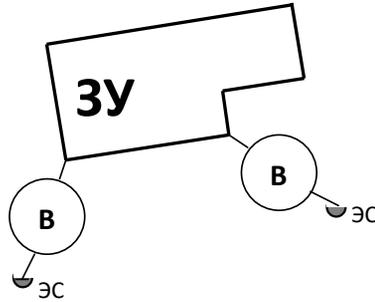
По кривым рис. 1.26, зная срок с момента сооружения подстанции, можно сделать прогноз коррозионного уменьшения сечения заземлителей. Расчетное значение коррозии проверяют вскрытием заземлителя в точках измерения. В первую очередь вскрытие производится в тех точках, где по результатам измерений вычислен наименьший номер коррозионной зоны $З_к$.

Количественную оценку степени коррозионного износа производят путем измерения характерных размеров, зависящих от вида коррозии. Эти размеры определяют после удаления с поверхности элемента продуктов коррозии. При сплошной поверхностной коррозии характерными размерами являются линейные размеры поперечного сечения проводника (диаметр, толщина, ширина), измеряемые штангенциркулем. При местной язвенной коррозии измеряется глубина отдельных язв (например,

с помощью штангенциркуля), а также площадь язв на контролируемом участке. Глубину коррозии определяют сравнением измеренных поперечных размеров элемента с проектными значениями.

Измеренная глубина коррозии должна быть, как правило, меньше расчетной. Если среднее значение глубины коррозии превышает расчетное, следует провести определение наличия блуждающих постоянных токов.

Определение наличия блуждающих постоянных токов. Предварительное определение наличия блуждающих постоянных токов производят при измерении окислительно-восстановительного потенциала. При отличии измеренных значений $\phi_{ов}$ от характерных проводятся дополнительные измерения на периферии ЗУ по схеме, показанной на рис. 1.27.



Электрифицированная железная дорога – источник блуждающих токов

Рис. 1.27. Определение наличия блуждающих токов на ЗУ

Измерения по рис. 1.27 проводят при помощи вольтметра постоянного тока с большим входным сопротивлением и медносульфатного электрода сравнения. Медносульфатный электрод устанавливается на расстоянии 3–5 м от края ЗУ, вольтметр подключается к ЗУ и электроду сравнения. Подключение клемм вольтметра остается постоянным в процессе измерений. Измерения проводят в разных точках периферии ЗУ. Признаком наличия блуждающего постоянного тока является изменение знака потенциала ЗУ при изменении точки измерения, или в момент прохождения электроваза. При наличии блуждающих токов в проект реконструкции ЗУ должны быть включены меры и средства защиты.

По результатам измерений и расчетов составляется Протокол (рис. 1.28).

Исполнитель _____ (наименование организации, предприятия) Заказчик: _____ (наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации электролаборатории действительно до _____ Объект: _____

1.	Температура воздуха вне помещения	° С	Влажность воздуха	%	Атмосферное давление	мм, рт. ст.
2.	Измерения проведены приборами типа		Заводской номер		Дата очередной поверки	
3.						
Характер грунта: влажный, средней влажности, сухой			-			
Количество осадков, предшествующее моменту измерения: большое, небольшое, незначительное			-			
Удельное сопротивление грунта			- ρ верхнего слоя – Ом·м, ρ нижнего слоя – Ом·м, толщина верхнего слоя – м.			

ПРОТОКОЛ № _____ от «» _____ 20__ г.
Обследование коррозионного состояния заземляющего устройства

Номер точки на схеме ЗУ	Сопротивление пробного электрода, Ом	Электрохимический потенциал, ±мВ	Расчётное сопротивление грунта, Ом·м	Расчётный номер коррозионной зоны	Прогнозируемая глубина коррозии, мм	Размеры сечения проводника	Измеренная глубина коррозии, мм	№ фотографии коррозионного разрушения (прилагаются к протоколу)

Измерения провели:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Утверждаю:

(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

МП

Рис. 1.28. Протокол измерений и расчетов импульсных помех

1.6. Требования к оформлению результатов диагностики заземляющих устройств

По результатам проведенного контроля технического состояния ЗУ составляют Технический отчет, в котором должны быть представлены:

- характеристика объекта;
- результаты измерений и расчетов;
- анализ результатов проверки состояния ЗУ;
- заключение о соответствии ЗУ требованиям электробезопасности и ЭМС.

В Заключении рекомендуется указать на соответствие/не соответствии ЗУ требованиям нормативных документов: ПУЭ, ПТЭ, ПТЭЭП, ГОСТ 12.1.038-82 (2001), ГОСТ Р 50571.5.54-2013, ГОСТ Р 50571.4.44-2011, СО 34.21.122-2003, РД 34.21.122-87.

К отчету должны прилагаться Протоколы измерений и расчетов и исполнительная схема ЗУ.

Должен быть составлен Паспорт на ЗУ, в котором рекомендуется отразить следующее:

— исполнительная схема ЗУ, выполненная в масштабе с указанием магистралей искусственного заземлителя, заземляемого оборудования, мест присоединения заземляющих проводников к ЗУ (на исполнительной схеме должны быть показаны все подземные и наземные связи ЗУ);

- дата ввода ЗУ в эксплуатацию (дата реконструкции или ремонта);
- основные параметры заземлителя (материал, профиль, сечение проводников);
- данные по сопротивлению ЗУ;
- удельное сопротивление грунта;
- данные по напряжению прикосновения;
- данные по сопротивлению связи оборудования с ЗУ;
- степень коррозии искусственных заземлителей;
- сведения по электромагнитной совместимости;
- ведомость дефектов, обнаруженных в ходе текущих проверок;
- сведения по устранению замечаний и дефектов ЗУ;
- заключение о пригодности ЗУ к эксплуатации.

В Приложении 1.1 приведен образец Паспорта на ЗУ энергообъекта.

1.7. Разработка мероприятий по устранению выявленных дефектов заземляющего устройства

Дефекты заземляющего устройства, выявленные при диагностике ЗУ, должны быть своевременно устранены.

В техническом отчете должны быть разработаны рекомендации по устранению грубых дефектов, влияющих на безопасность персонала, и приводящих к тяжелым последствиям при возникновении КЗ на землю в электроустановке: незаземленное оборудование, высокое значение металлосвязи оборудования с ЗУ, между РУ различного напряжения, ЗУ зданий ОПУ (РЩ) с внешним заземлителем.

Если по результатам диагностики ЗУ установлено, что для обеспечения нормированных параметров ЗУ (см. п.6 табл.1) необходимо выполнить работы по изменению конфигурации заземлителя, должен быть разработан рабочий проект реконструкции ЗУ. В проекте должна быть представлена сметная документация на проведение работ по реконструкции ЗУ.

1.8. Меры безопасности при проведении работ по диагностике заземляющего устройства

Работы должны выполняться в соответствии с действующей нормативно-технической документацией, а именно:

- Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н);
- Правилами устройства электроустановок;
- Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

— Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95).

Организация, которая выполняет работы по контролю состояния ЗУ, должна иметь: право на проведение таких работ; квалифицированный персонал, способный выполнить требуемый объем работ, имеющий квалификационную группу по ТБ, средства защиты, комплект оборудования и компьютерных программ, необходимых для производства работ в полном объеме.

Работы по измерениям электрических характеристик ЗУ должны выполняться по нарядам или распоряжениям.

При измерениях на действующих РУ с использованием вынесенных токовых и потенциальных электродов должны приниматься меры по защите от воздействия полного напряжения на заземлителе при стекании с него тока однофазного КЗ на землю. При сборке измерительных схем следует сначала присоединять провод к вспомогательному электроду (токовому, потенциальному) и лишь затем к соответствующему измерительному прибору.

Список литературы

1. Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. — М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Бургсдорф, В.В. Заземляющие устройства электроустановок / В.В. Бургсдорф, А.И. Якобс. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
3. Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках / П.А. Долин. — М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. Заземляющие устройства электроустановок (требования нормативных документов, расчет, проектирование, конструкция, сооружение) справочник / Р.К. Борисов и др. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
5. Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок. Справочник / Р.Н. Карякин. — М.: ЗАО «Энергосервис», 1998.
6. Колечицкий, Е.С. Основы расчета заземляющих устройств: учеб. пособие / Е.С. Колечицкий. — М.: Издательство МЭИ, 2001.
7. Петров, С.Р. Компьютерные программы для анализа и проектирования устройств заземления и молниезащиты. Первая Российская конференция по заземляющим устройствам. Сб. докладов / С.Р. Петров, Р.К. Борисов. — Новосибирск, 2002.
8. Целебровский, Ю.В. Заземляющие устройства электроустановок высокого напряжения / Ю.В. Целебровский. — Новосибирск: Изд-во НЭТИ, 1987.
9. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике и электротехнике / А.Ф. Дьяков, Б.К. Максимов, Р.К. Борисов и др.; под ред. А.Ф. Дьякова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2011.

Паспорт заземляющего устройства подстанции

(наименование организации: _____)

"УТВЕРЖДАЮ"
Главный инженер _____ (наименование организации)
_____ Ф.И.О. (подпись)
« ___ » _____ 20__ г.

ПАСПОРТ

заземляющего устройства подстанции № _____
 (№ и название подстанции)

РАЗРАБОТАН	СОГЛАСОВАНО
_____ (наименование организации)	Начальник службы подстанций _____ Ф.И.О. (подпись)
Руководитель организации	Начальник службы РЗиА
_____ Ф.И.О. (подпись)	_____ Ф.И.О. (подпись)
« ___ » _____ 20__ г.	« ___ » _____ 20__ г.

20__ г.

Дата ввода в эксплуатацию ЗУ подстанции № _____	_____
	(год)
Дата капитального ремонта (реконструкции)	_____
	(месяц, год)
Материал заземлителей и заземляющих проводников	_____
	(сталь, медь)
Профиль заземлителей и заземляющих проводников	_____
	(полоса, стержень)
Сечение заземляющих проводников	_____
	(мм ²)
Сечение заземлителей	_____
	(мм ²)
Глубина залегания заземлителей	_____
	(м)
Исполнительные схемы заземляющего устройства:	

(название чертежей)	

(название чертежей)	

(название чертежей)	

Электробезопасность:

Заземляющее устройство ПС № «.....» соответствует требованиям электробезопасности.

Электромагнитная совместимость:

Заземляющее устройство ПС №..... «.....» соответствует требованиям электромагнитной совместимости.

Решение о пригодности заземляющего устройства подстанции к эксплуатации:

Заземляющее устройство ПС №..... «.....» пригодно к эксплуатации.

Приложение 1
к Паспорту заземляющего устройства
подстанции №... «.....»

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ

№	Дата проверки	Оборудование или группа оборудования	Обнаруженные недостатки	Устранение замечаний		
				Организация исполнителей	Отметка	Дата
1	2	3	4	5	6	7
Пример заполнения						
1	Октябрь 2004г.	Разъединитель ЛР ВЛ-1	Не заземлен		Заземлен	15.11.2004г.

Результаты проверки заземляющего устройства подстанции №..... «.....»»

№	Наименование объекта	Дата проверки	Сопротивление ЗУ (Ом)	Напряжение на ЗУ, кВ	Степень коррозии заземлителя не более %	Пригодность ЗУ к эксплуатации	Дата следующей проверки	Примечания
Пример заполнения								
1	ОРУ-110/35 кВ	2004 г. ноябрь	0,28± 0,03	4,4	20	Пригодно	2016г.	-

Результаты проверки металлосвязи оборудования с заземлителем подстанции №..... «.....»

№	Оборудование	Дата проверки	Наличие металлосвязи оборудования с ЗУ	Сопротивление металлосвязи между оборудованием с заземлителем (Ом)	Степень коррозии не более %	Пригодность земельного оборудования	Дата следующей проверки	Примечания
Пример заполнения								
1	Все оборудование подстанции	2004 г. ноябрь	есть	0,04 ± 0,01	20	пригодно	2016г.	

Результаты контрольных измерений напряжений прикосновения на ПС №..... «.....»

№	Наименование объекта	Дата проверки	Расчетный ток КЗ, кА	Время срабатывания защиты, сек.	Наибольшее значение напряжения прикосновения, В	Соответствие нормативным документам	Дата следующей проверки
Пример заполнения							
1	ОРУ-110 кВ	2004 г. ноябрь	11,062	0,1	до 500В – все оборудование	соответствует	2016г.
2	ОРУ-110 кВ	2004 г. ноябрь	11,062	>1,0	до 65В - разрядники	соответствует	2016г.
3	ОРУ-35 кВ	2004 г. ноябрь	3,161	0,1	до 500В – все оборудование	соответствует	2016г.
4	ОРУ-35 кВ	2004 г. ноябрь	3,161	>1,0	до 65В - разрядники	соответствует	2016г.

Сведения об изменениях после ремонта или реконструкции

Перечень изменений 1	Вид работ (замена обору- дования, ремонт, ре- конструкция) 2	Время проведения работ 3	Организация ис- полнитель 4	Отметка о внесении изменений в испол- нительную схему ЗУ 5

Компьютерные программы для расчета электрических параметров заземляющих устройств

П1.2.1. Основные требования к компьютерным программам

Установленный объем расчетов электрических параметров заземляющих устройств может быть выполнен при помощи компьютерных программ, обеспечивающих выполнение всех расчетов или при помощи нескольких программ, выполняющих каждая определенную часть расчетов.

Компьютерные программы должны иметь свидетельство о регистрации в Роспатенте РФ.

Допускается проводить расчеты при помощи специальных расчетных методик, содержащих расчетные формулы, диаграммы, графики и т.п. материалы, позволяющие упростить выполнение расчетов.

Перечень нормируемых параметров, подлежащих расчету:

- сопротивление ЗУ ($R_{3У}$, Ом);
- напряжение прикосновения ($U_{пр}$, В);
- наибольшее значение напряжения на ЗУ при однофазном КЗ на РУ, с учетом составляющих тока КЗ через нейтрали АТ/Т;
 - распределение напряжения по сетке ЗУ с возможностью определения разности потенциалов для любых 2-х точек ЗУ;
 - распределение напряжения по сетке ЗУ при двойных КЗ в сети с изолированной нейтралью (два замыкания на территории ЗУ или одно замыкание вне ЗУ, одно — на территории ЗУ);
 - распределение тока по ЗУ ($I_{3У}$, А);
 - распределение токов в проводниках сетки ЗУ, в том числе в экранах и оболочках кабелей;
 - распределение токов в элементах ЗУ, расположенных не в грунте;
 - распределение высокочастотной составляющей тока КЗ по сетке ЗУ;
 - импульсное напряжение на сетке ЗУ ($U_{имп}$, кВ);
 - наибольшее импульсное напряжение на сетке ЗУ при разрядах молнии в молниезащиту ОРУ;
 - распределение напряжения по сетке ЗУ при разрядах молнии в молниезащиту РУ.

Структура расчетной модели ЗУ как объекта моделирования. ЗУ представляет трехмерный (3D) объект, включающий элементы ЗУ, фундаменты зданий, инженерные коммуникации, расположенные в воздухе.

В расчетной модели должны быть также отображено: расположение высоковольтного оборудования на ОРУ, включая положение АТ/Т на ОРУ и точки заземления их нейтралей, места установки защитных аппаратов (ОПН, РВ), положение на ОРУ кабельных каналов, конфигурацию фундаментов зданий, расположенных на ОРУ (план, глубину залегания), расположение ограждения ПС.

Расчетная модель ЗУ должна позволять как минимум полное описание ОРУ одного класса напряжения, связи с ОРУ других классов напряжения, связи сетки ЗУ с ОПУ и РЩ. В комплексных программах рекомендуется иметь возможность полного описания всех элементов ЗУ всех ОРУ для данной ПС.

Взаимное влияние нескольких ЗУ, расположенных на ОРУ разных классов напряжения может производиться как путем моделирования полной сетки всех ЗУ, так и путем замены некоторых ЗУ их эквивалентными сопротивлениями.

Расчетные параметры грунта. Рекомендуется использовать двухслойную модель грунта с учетом сезонных изменений верхнего слоя.

Использование более сложных (трехмерных) моделей грунта требуется в случаях, когда на территории ОРУ или ПС имеются участки грунта с резко (в несколько раз) отличающимися удельными параметрами грунта.

Для построения расчетной модели грунта необходимы данные по удельному сопротивлению слоев грунта до глубины около $(3-4)\sqrt{S}$.

Должна иметься возможность изменения удельных сопротивлений и мощности слоев грунта в ходе расчета одного ЗУ.

Параметры проводящих частей, входящих в состав ЗУ. Электрические параметры (удельное сопротивление и магнитная проницаемость) проводников сетки ЗУ, проводящих частей, расположенных на территории ОРУ и имеющих электрический контакт с ЗУ как минимум в 2-х точках.

Электрические параметры оболочек (заземленных экранов) кабелей.

Программа должна иметь возможность учета и изменения заданных пользователем диаметров проводников, их удельного сопротивления и магнитной проницаемости на любом этапе расчета.

Требования по точности расчета. Погрешность расчета параметров ЗУ определяется точностью задания исходных данных и погрешностью алгоритма. Исходные данные, как правило, имеют погрешность, намного превышающую погрешности алгоритма программы.

Допустимо применение любых методик и математических моделей, обеспечивающих расчет нормируемых параметров ЗУ, а также решение тестовых задач с погрешностью не более 5 %.

Погрешности расчета, связанные с приближенным решением задачи, не должны превышать 5 %.

Специальные (рекомендуемые) требования. Возможность учета кривой намагничивания.

Возможность расчета индуктивности с учетом токов, протекающих в ошиновке.

Сервисные возможности. Удобный графический интерфейс ввода данных на основе САПР и авторских алгоритмов. Визуализация результатов 3D графиками в стационарных режимах.

Возможность сохранения результатов на любом этапе расчета ЗУ.

Совместимость разных программ расчета ЗУ. Должна быть реализована возможность сохранения геометрии задачи в одном из стандартных форматов обмена графической информацией.

П1.2.2. Рекомендуемые программы

В настоящее время различными организациями используются следующие программы (в различной степени отвечающие указанным требованиям):

- ОРУ-М, разработана ООО «НПФ ЭЛНАП»;
- PARSIZ, разработана НГТУ;
- КОНТУР, разработана ООО «ЭЗОП»;
- ЗУМ, разработана СПб ГПУ кафедрой ТОЭ.

На рынке Российской Федерации представлены и другие аналогичные программы, в том числе и зарубежных разработчиков.

Для применения может быть рекомендована программа ОРУ-М, разработанная по заданию РАО ЕЭС РФ и апробированная на объектах электроэнергетики.

Из общих соображений в программе задача разделена на две существенно отличающиеся по физическому содержанию задачи.

1. Расчет переходного процесса в разветвленной 3-мерной системе шин, расположенной в воздухе.

2. Расчет переходного процесса в 3-мерной системе шин и объемных тел, расположенной в проводящей среде (грунте).

Первая задача решается методами теории цепей со сосредоточенными параметрами. Вторая — методами теории поля.

Этапы решения задачи

1. Расчет m -эквивалентных параметров шин (активного сопротивления и индуктивности).

2. Расчет методами теории поля сопротивлений растеканию всех объектов, находящихся в грунте.

3. Расчет методами теории поля емкостей относительно земли шин, находящихся в воздухе.

4. Расчет методами теории цепей переходных процессов в системе шин. Определение распределения токов и потенциалов в системе шин.

5. Расчет методами теории поля распределения максимальных потенциалов на поверхности земли и шаговых напряжений.

Приложение 1.3
К вопросу о выборе приборов для диагностики заземляющих устройств на электрических станциях и подстанциях

В соответствии со Стандартом организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» (СТО 56947007-29.130.15.105-2011) при проверке состояния ЗУ должны быть определены параметры ЗУ, указанные в табл. 1.1.

В Приложении представлены технические характеристики зарубежных и отечественных приборов для измерений заземляющих устройств, которые выпускаются и продаются в России.

Можно выделить основные три группы приборов, которые применяются для диагностики ЗУ:

- измерительные комплексы, позволяющие проводить целый спектр измерений ЗУ;
- приборы для измерения сопротивления ЗУ и удельного сопротивления грунта;
- трассоискатели.

Сравнительные характеристики измерительных комплексов для диагностики заземляющих устройств электроустановок

Комплекс	Определение исполнительной схемы заземляющего устройства	Измерение сопротивления металлических связей	Определение удельного электрического сопротивления грунта	Измерение сопротивления заземляющего устройства	Определение напряжения и шага	Определение потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах КЗ	Определение распределения импульсных напряжений при ударах молнии в молниеотводы и протекании токов через ограничители перенапряжений	Определение распределения импульсных напряжений при ударах молнии в молниеотводы и протекании токов через ограничители перенапряжений	Примечание
КДЗ-2 в комплекте с трассоискателем ПТ-3 (ООО «НПФ ЭЛ-НАП», Россия)	+	+	+	+	+	+	—	—	
MRU-201, Sonel, Польша	—	+	+	+	—	+	+	+	Рабочая частота 125 Гц. Не соответствует требованиям СТО
Fluke 1623, Fluke, США	—	+	—	+	—	—	—	—	Рабочая частота 128 Гц. Не соответствует требованиям СТО
MI 2124, Metrel, Словения	—	+	+	+	—	—	—	—	Рабочая частота 125/150 Гц. Не соответствует требованиям СТО

Комплекс	Определение исполнительной схемы заземляющего устройства	Измерение сопротивления металловязей	Определение удельного электрического сопротивления грунта	Измерение сопротивления заземляющего устройства	Определение напряжения прикосновения и шага	Определение потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах КЗ	Определение распределения импульсных напряжений при коротких замыканиях на землю	Определение распределения импульсных напряжений при ударах молнии в молниеотводы и протекании токов через ограничители перенапряжений	Примечание
Измеритель сопротивления заземления ИС-20/1 , СНГ	+	+	+	+	—	—	—	Рабочая частота 110 Гц. Не соответствует требованиям СТО	
Измеритель сопротивления заземления ИС3 , Россия	+	+	+	+	+	—	—		
Измеритель сопротивления заземления 1820 ER, SEW Тайвань	+	+	—	+	+	—	—	Рабочая частота 820 Гц. Не соответствует требованиям СТО	
Измеритель сопротивления заземления и грунта С.А 6470N , Франция	+	+	—	+	—	—	—		
DETECTR2 , Megger, Англия	+	+	+	+	—	—	—		
Измеритель сопротивления заземления Ф4103-М1 , СНГ	+	+	—	+	—	—	—	Рабочая частота (265–310) Гц. Не соответствует требованиям СТО	
Измеритель сопротивления заземления ЦС4107 , Россия	+	+	—	+	—	—	—	Рабочая частота 128 Гц. Не соответствует требованиям СТО	

Комплекс	Определение исполнительной схемы заземляющего устройства	Измерение сопротивления металловязей	Определение удельного электрического сопротивления грунта	Измерение сопротивления заземляющего устройства	Определение напряжения прикосновения и шага	Определение распределения потенциалов и токов промышленной частоты по элементам заземляющего устройства при установившихся токах КЗ	Определение распределения импульсных напряжений при коротких замыканиях на землю	Определение распределения импульсных напряжений при ударах молнии в молниеотводы и протекании токов через ограничители перенапряжений	Примечание
Измеритель сопротивления заземления и грунта ЖТ-4300 , Россия	+	+	+	+	—	—	—	—	Рабочая частота 128 Гц. Не соответствует требованиям СТО
Измерительный комплекс для определения импульсного сопротивления контуров заземления ИК-1 (ООО «НПФ ЭЛ-НАП», Россия)	—	—	—	—	—	—	—	+	
Измерительный комплекс для определения уровня импульсных помех в цепях РЗиА и АСУ ТП ИКП-1 , (ООО «НПФ ЭЛ-НАП», Россия)	—	—	—	—	—	—	+	—	
Измерительный комплекс ГРОЗА-1, Россия	—	—	—	—	—	—	—	+	
Измерительный комплекс для диагностики качества контуров заземления КОНТУР-1 , Россия	+	+	+	+	+	+	—	—	Копия КДЗ-1

Трассоискатели

Трассоискательные приборы (требования СТО 56947007-29.130.15.105-2011) должны иметь чувствительность не менее 20 мА/м и определять трассы залегания и глубину прокладки не менее 2 м с погрешностью не более 10 %. Для отстройки от магнитных полей 50 Гц коэффициент селективности должен быть не менее 100.

Трассоискатели предназначены для определения местоположения подземных коммуникаций (трубы, кабели, различного рода металлические предметы). Как правило, трассоискатель состоит из двух частей: генератор и приемник. Генератор предназначен для наведения тока в подземных коммуникациях в зависимости от метода определения (индукционный, активный и пассивный). Приемник предназначен для определения положения определяемого объекта, его глубины и для некоторых трассоискателей силы тока.

Трассоискатели

№№ п/п	Название прибора, фирма производитель	Функции прибора	Технические характеристики						
1	Трассоискатель Radiodetection RD 4000SL-MRx, Англия	<p>Предназначен для определения местоположения и глубины залегания инженерно-подземных коммуникаций</p> <p><i>Основные особенности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> — имеет дисплей с хорошим освещением для отражения уровня сигнала; — индексирование сигнала по нескольким уровням одновременно; — регулирование чувствительности; — герметичные разъемы для наушников; — надежный корпус; — опция для определения расстояния по глубине и опция для измерения силы тока; — четыре частоты; — определение направления тока, режим СД 	<p>Определение глубины залегания</p> <table border="1" data-bbox="628 148 663 1148"> <tr> <td>Максимальная глубина</td> <td>5 м</td> </tr> </table> <p>Максимальная глубина до 8 метров только на активных частотах (точность 5 % до глубины 3 м, 10 % до 5 м) с использованием зонда</p> <p>Точность от 0,1 до 3 м (кабели и трубы: ±2,5 %), от 0,1 до 7 м (с помощью зонда: ±2,5 %)</p> <p>Характеристики локатора</p> <table border="1" data-bbox="848 148 883 1148"> <tr> <td>Батареи</td> <td>4 батареек типа D</td> </tr> </table> <p>Время работы до 16 (при температуре 20 °С)</p> <p>Вес 2,8 кг</p> <p>Локация</p> <p>Частоты Пассивные частоты: 40–700 Гц (электросеть); 14000–26000 Гц (радиочастоты); Активные частоты: 8192, 32768, 65536 Гц (уставливается на заводе)</p> <p>Точность локации 5 %</p> <p>Условия эксплуатации</p> <table border="1" data-bbox="1182 148 1218 1148"> <tr> <td>Рабочая температура</td> <td>от –20 до +55 °С</td> </tr> </table> <p>Защита от влаги и пыли IP54</p>	Максимальная глубина	5 м	Батареи	4 батареек типа D	Рабочая температура	от –20 до +55 °С
Максимальная глубина	5 м								
Батареи	4 батареек типа D								
Рабочая температура	от –20 до +55 °С								

№№ п/п	Название прибора, фирма производитель	Функции прибора	Технические характеристики
2	Кабелескатель 3М 2250-E5T3 Dupatel, Фирма 3M Comrapu, США	Кабелескатель 3М 2250-E5T3 Dupatel легкий прочный надежный трассоискатель с интуитивно понятным меню и дисплеем высокого разрешения с подсветкой. Прибор позволяет точно определить положение трассы и глубину ее залегания <i>Комплект поставки:</i> трассоискатель Dupatel™ 2250-E5T3; генератор 5 В; кабель прямого подключения (малый зажим); кабель для зарядки от автомобильного прикуривателя; стержень заземления; индукционные клещи (размер 3"); кабель подключения индукционных клещей; инструкция по эксплуатации	активные частоты: 577 Гц, 8 кГц, 33 кГц, 133 кГц; пассивные частоты: 3,5 кГц (CATV), 9 кГц ~30 кГц (LF); мощность генератора: 5 Вт; режимы обнаружения трассы: направленный пик (Directional Peak), направленный нуль (Directional Null), одиночный (специальный) пик (Single (Special) Peak); поиск кабелей и трупопроводов; определение глубины залегания кабеля/трубы или зонда; измерение сигнала тока в кабеле или трубе; идентификация кабеля или кабельных пар; рабочая температура: от -20 °С до 50 °С; температура хранения: от -40 °С до 70 °С; вес приемника: 2,3 кг; вес генератора: 2,4 кг

1. Большинство отечественных и зарубежных приборов не обладают всем спектром функциональных возможностей, необходимых для проведения диагностики заземляющих устройств современных станций и подстанций в соответствии с требованиями «Методических указаний по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок» (СТО 56947007-29.130.15.105-2011).
2. Практически во всех приборах производится измерение сопротивления растеканию тока заземляющего устройства при частоте, отличной от $50 \pm 10\%$ Гц.
3. Измерительный комплекс КДЗ-2 обеспечивает проведение измерений в полном объеме в соответствии с требованиями СТО 56947007-29.130.15.105-2011. Его стоимость ниже аналогичных зарубежных приборов.
4. Измерительные комплексы ИК-1 и ИКП-1 позволяют проводить исследования заземляющих устройств при импульсных воздействиях, которые встречаются при ударах молнии и КЗ на ПС.

Рекомендации

Для получения достоверной документации на заземляющие устройства необходимо:

- 1) на стадии составления Технического задания на проведение работ по диагностике заземляющих устройств необходимо указать в соответствии с какими нормативными документами и техническими средствами должны проводиться измерения ЗУ;
- 2) при заключении Договора с подрядной организацией работы должны проводиться измерения ЗУ;
- 3) на стадии приемки и актирования выполнения работ убедиться в достоверности полученных результатов. В техническом отчете должны быть представлены Протоколы измерений, в которых указывается тип измерительного прибора, соответствующего нормативным требованиям на исследуемый параметр ЗУ.

ГЛАВА ВТОРАЯ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ МОЛНИЕЗАЩИТНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1. Молния как источник поражающих воздействий

Молния возникает в результате накопления электрических зарядов в грозовом облаке. Большинство ударов молнии (80–90 %) развиваются из отрицательно заряженных областей грозового облака и переносят на землю отрицательный заряд. По мере концентрации отрицательных зарядов в облаке увеличивается напряженность электрического поля, и когда она достигает критического значения, зависящего от высоты над землей, становится возможной ионизация воздуха, и в сторону земли начинает развиваться разряд.

Начальная стадия развития молнии называется *лидерной*. Ток в лидерной стадии молнии имеет порядок десятков и сотен ампер, а радиус зоны ионизации может достигать десятков метров. Заряды грозового облака и лидера индуктируют на поверхности земли и на расположенных на ней объектах заряды другого знака. По мере приближения лидера к земле индуктированный заряд и напряженность электрического поля на вершинах объектов, возвышающихся над поверхностью земли, вырастают, и с них могут начать развиваться встречные лидеры.

Когда канал развивающегося от облака лидера приближается к земле или к одному из встречных лидеров, то промежуток между лидерами пробивается. Область высокой напряженности поля, образовавшаяся на границе контактирующего с землей хорошо проводящего канала и зоны ионизации лидера, перемещается по направлению к облаку со скоростью от $1,5 \cdot 10^7$ до $1,5 \cdot 10^8$ м/с (0,05–0,5 скорости света). При этом происходит нейтрализация зарядов лидера. Ток в канале достигает многих десятков килоампер. Процесс этот, называемый *главным разрядом*, сопровождается сильным свечением канала разряда и электромагнитным излучением. Канал разряда разогревается за очень короткое время до температуры 20 000–30 000 К. В завершающей (финальной) стадии молнии по каналу в течение десятков миллисекунд проходит ток порядка десятков и сотен ампер. В это время нейтрализуются заряды облака. В большинстве случаев молния состоит из двух-пяти отдельных разрядов (компонентов), однако наблюдаются молнии и с большим числом компонентов (максимально зарегистрировано 39).

Поражающие воздействия молнии при прямом ударе в оборудование, здания и сооружения: *термическое* и *электродинамическое*. Последствия таких воздействий: частичное или полное разрушение элементов, пожар или взрыв.

Поражающие воздействия молнии при прямом ударе в ЛЭП или ошиновку распределительных устройств: *термическое* и *электромагнитное*. Последствия таких воздействий: повреждение проводов и кабелей, перекрытие изоляции и, как следствие, возникновение КЗ.

В качестве вторичных воздействий молнии рассматривают:

— перекрытия с токоотводов и заземляющих устройств молниеотводов на оборудование и вторичные кабели;

— индуктированные (наведенные) перенапряжения во вторичных кабелях и системах электропитания;

— высокие потенциалы на заземляющем устройстве;

— обратное перекрытие с молниеприемника на первичное оборудование;

— перекрытие с заземляющего устройства через грунт на контрольные кабели;

— перекрытие с поверхности земли на контрольные кабели;

— большие импульсные токи в проводниках заземления, экранах, броне и оболочках кабелей;

— электромагнитные импульсные поля в месте установки микропроцессорных технических средств.

При нарушениях в организации и эксплуатации системы внешней и внутренней систем молниезащиты имеют место следующие последствия:

— прорыв системы защиты от ПУМ с повреждением зданий, сооружений и первичного оборудования;

— повреждение изоляции вторичных кабелей;

— нарушения функционирования и сбой в работе систем РЗА, ПА, АСУ ТП и других систем;

- возникновение пожара и взрыва;
- нарушение условий электробезопасности.

Во время грозового сезона количество отключений потребителей возрастает. По статистическим данным примерно 13 % от общего числа отключений в распределительных сетях напряжением 6–220 кВ происходит во время грозы. В среднем число грозовых часов в год составляет 20–60. Следовательно, 13 % отключений приходится менее чем на 1 % времени эксплуатации РС. Статистические данные свидетельствуют о наличии серьезной проблемы с грозовыми отключениями. Большое количество нарушений в работе энергообъектов во время грозового сезона происходит:

- из-за прямых ударов молнии в ВЛ (при отсутствии или неэффективности мер по защите) и, как следствие, перекрытия изоляции с последующим КЗ и отключением ВЛ;
- ударов молнии в опоры или грозотрос ВЛ и обратным перекрытием изоляции с последующим КЗ и отключением ВЛ;
- наведенных перенапряжений на ВЛ при близких ударах молнии и перекрытия изоляции с последующим КЗ и отключением ВЛ;
- неэффективной защиты от набегающих с ВЛ на РУ грозовых перенапряжений оборудования РУ и повреждением силового оборудования (трансформаторов, выключателей и т.п.);
- обратных перекрытий изоляции ошиновки или силового оборудования при ударах молнии в молниеотводы;
- вторичных воздействий молнии при ударах молнии в молниеотводы на контрольные кабели и вторичное оборудование;
- прямых ударов молнии в оборудование или здания.

Электрические станции (ЭС) и подстанции (ПС) — сложные объекты для молниезащиты. Они занимают, как правило, большую территорию, на которой располагаются здания различного назначения и высоковольтное оборудование. По территории энергообъектов прокладываются сотни кабельных линий по различным трассам. Общая протяженность контрольных кабелей может составлять десятки километров.

Проведен анализ статистических данных по авариям в грозовую сезон за 25 лет на подстанциях и станциях крупнейшей в России энергосистемы Мосэнерго. В эксплуатации этой энергосистемы находится примерно 700 подстанций напряжением 35–500 кВ и 30 электростанций. Общая площадь этих энергообъектов составляет более 3000 га. Грозовая активность в данном регионе составляет 40–60 ч в год. Расчетное значение количества ударов молнии в территорию энергообъектов составляет примерно 100 уд./год. За указанный период в энергосистеме не было зарегистрировано ни одного случая повреждения высоковольтного силового оборудования на подстанциях и станциях от прямых ударов молнии. Было зарегистрировано лишь нескольких случаев повреждения изоляторов шин высокого напряжения. За тот же период времени регулярно, примерно раз в 5 лет, происходили аварии из-за повреждения и неправильной работы систем релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Официально регистрировались лишь случаи с отключением потребителей электроэнергии. Примерно на порядок больше случаев повреждений систем видеонаблюдения, противопожарной сигнализации и других систем и устройств, которые не приводили к отключениям потребителей.

Также неоднократно происходили технологические нарушения с повреждениями силового оборудования (трансформаторы, вводы, выключатели и др.) из-за обратных перекрытий изоляции и от набегающих волн грозовых перенапряжений (рис. 2.1–2.3).



Рис. 2.1. Повреждение вводов от грозовых перенапряжений



Рис. 2.2. Повреждение трансформатора от обратного перекрытия при ударе молнии в молниеотвод



Рис. 2.3. Повреждение гирлянды изоляторов, вторичного оборудования и выключателя при ударе молнии в ВЛ

Основные удельные показатели надежности по общему числу отключений ВЛ по всем причинам ($n_{\text{общ}}$) и по грозовым отключениям ($n_{\text{г}}$) на 100 км длины приведены в табл. 2.1.

В средних значениях эксплуатационных показателей проявляется тенденция, заложенная при проектировании: с ростом класса номинального напряжения наблюдается повышение общей надежности и грозоупорности воздушных линий (ВЛ). Доля грозовых отключений для ВЛ 110–500 кВ в среднем не превышает 15 % от общего числа отключений, т.е. в большинстве случаев грозовые отключения не являются основной причиной снижения надежности электроснабжения по ВЛ. Повышение доли грозовых отключений ВЛ 750 кВ до 30 % (при небольшом абсолютном значении $n_{\text{г}}$) объясняется высокой общей надежностью российских ВЛ 750 кВ.

Эксплуатационные показатели надежности по автоматическим отключениям
российских ВЛ 110–750 кВ (на 100 км)

U_n , кВ	Число автоматических отключений ВЛ				Доля грозовых отключений, %	
	$n_{\text{общ}}$		$n_{\text{Г}}$		пределы изменения	среднее
	пределы изменения	среднее	пределы изменения	среднее		
110	1,9–14,4	9,0	0,33–2,3	1,0	4,5–22,5	12
220	1,3–10,6	3,0	0,03–5,4	0,45	1,2–30,0	15
330	0,4–3,0	2,0	0,10–0,97	0,20	4,3–60,0	10
500	—	0,6	—	0,08	—	13
750	—	0,24	—	0,07	—	30

Анализ технологических нарушений и аварий при ударах молнии в молниеотводы позволил установить, что они происходили из-за вторичных воздействий молнии. Перенапряжения во вторичных цепях вызывают повреждения изоляции кабелей, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, короткие замыкания в системах электропитания постоянного и переменного тока, и как следствие отключения потребителей электрической энергии. Рассмотрим несколько типичных случаев нарушений в работе энергообъектов из-за воздействий молнии на системы РЗА и ПА. Следует отметить, что в этих случаях персоналом энергообъекта было установлено место удара молнии. Как правило, определить точно место удара молнии не удастся.

Обратное перекрытие с ЗУ на первичные цепи. Объект представляет собой открытую ПС 110/10 кВ (рис. 2.4). На территории ПС расположены ОРУ-110 кВ, КРУН-10 кВ и два трансформатора 110/10 кВ. Молниезащита ПС осуществляется при помощи трех стержневых молниеприемников, расположенных на порталах. В апреле 2010 г был зафиксирован прямой удар молнии (ПУМ) в территорию ПС. В результате были повреждены ввод фазы В 110 кВ и разрядник нейтрали трансформатора Т-2 (рис. 2.2).

В результате проведенных измерений и расчетов установлено, что расчетное значение импульсного сопротивления ЗУ ПС составляет 13,2 Ом. При ударах молнии в порталные молниеприемники М1, М2 и М3 импульсные напряжения между металлоконструкциями оборудования и ошиновкой 110 кВ ПС могут составлять до 1300 кВ. Это достаточно для возникновения обратных перекрытий с заземленных металлоконструкций оборудования на ошиновку ПС и повреждения оборудования ПС.

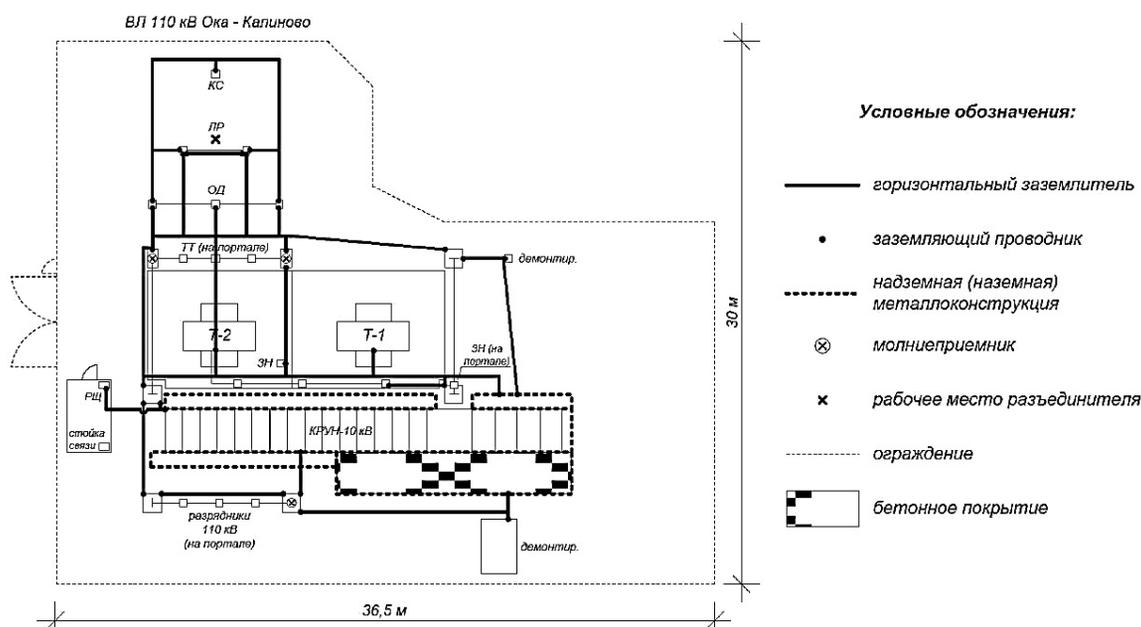


Рис. 2.4. План расположения оборудования и ЗУ на ПС

* По данным ОАО «НИИПТ» (Новикова А.Н., Шмараго О.В. Грозоупорность — составляющая общей надежности электроснабжения по ВЛ // Электрические станции, 2010. — № 11, с. 80–89).

Обратное перекрытие с ЗУ на вторичные цепи. Персонал ПС наблюдал удар молнии в молниеотвод, расположенный вблизи ОРУ-110 кВ (рис. 2.5). Молниеотвод имел соединение с ЗУ ОРУ. Вынос высокого потенциала с молниеотвода по заземляющему проводнику привел к повреждению изоляции кабеля, по которому подавалось питание постоянным током к приводу выключателя. Из-за перенапряжений в сети постоянного тока произошло повреждение устройств РЗА и ложное отключение 8 выключателей 110 кВ и 2 выключателей 220 кВ.

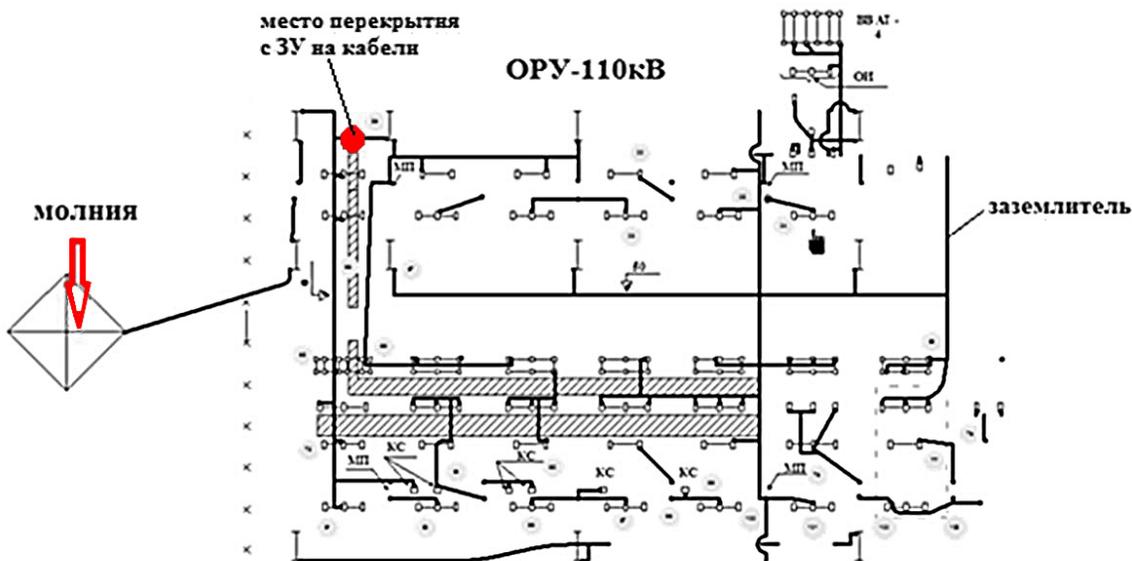


Рис. 2.5. Удар молнии в молниеотвод, расположенный вблизи ОРУ-110 кВ

Наведенные перенапряжения во вторичных цепях. При ударе молнии в молниеотвод, установленный на портале ОРУ 500 кВ ПС, из-за наведенных перенапряжений в сети постоянного тока возникли КЗ, и произошло отключение питания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Неправильная работа устройств РЗА привела к полному отключению ПС 500/220 кВ.

На ПС 220/110 кВ удар молнии в антенную мачту привел к перекрытию изоляции кабелей в кабельном канале с ЗУ и возникновению пожара. Из-за термического повреждения кабелей (рис. 2.6) ПС была полностью отключена.



Рис. 2.6. Перекрытие на кабель с заземляющего устройства молниеотвода

Во время грозы на ПС 500/220 кВ произошло повреждение вспомогательного оборудования ПС. Список поврежденного оборудования приведен в табл. 2.2.

Анализ характера повреждений оборудования показал, что наиболее вероятная причина их — импульсные перенапряжения в цепях питания.

Удар молнии в молниеотвод на ОРУ-110 кВ ПС с возгоранием на панели релейного щита из-за перенапряжений во вторичных цепях (рис. 2.7).

Список поврежденного во время грозы оборудования на ПС 500/220 кВ

№	Наименование оборудования	Дефект
1	ПРМ 84кГц ВЛ 500 кВ	Транзистор инвертора блока питания
2	ПРМ 148кГц ВЛ 500 кВ	Транзистор инвертора блока питания
3	ИМФ-3С ВЛ 220 кВ	Неизвестен
4	Устройство сопряжения с ИМФ	Повреждение порта RS-232
5	ДФЗ ВЛ 220кВ	Полевой транзистор блока ПРМ2
6	Панель ДФЗ ВЛ 220 кВ	1 диод Д226Б диодной развязки
7	Панель ЭПЗ1636 ВЛ 220 кВ	1 диод Д226Б диодной развязки
8	Панель автоматики ВЛ 220 кВ	1 диод Д226Б диодной развязки
9	Панель ДФЗ ВЛ 220 кВ	2 диода Д226Б диодной развязки
10	Панель ЭПЗ1636 ВЛ 220 кВ	1 диод Д226Б диодной развязки
11	Панель автоматики ВЛ 220 кВ	3 диода Д226Б диодной развязки
12	Панель ЭПЗ1636 ВЛ 220 кВ	1 диод Д226Б диодной развязки
13	Панель автоматики ВЛ 220 кВ	2 диода Д226Б диодной развязки
14	Панель ЭПЗ1636 ВЛ 220 кВ	1 диод Д226Б диодной развязки
15	Панель автоматики ВЛ 220 кВ	2 диода Д226Б диодной развязки
16	АСКУЭ	Повреждены 2-3 эл. платы
17	Счетчик ВЛ 220 кВ	Поврежден эл. блок
18	Аппаратура ТМ-512	Поврежден блок питания, 2 внутренних платы
19	Телевизор	Электронная схема
20	Счетчик ВЛ 110 кВ	Поврежден эл. блок
21	Модулятор АПСТ-М	Повредилась главная (и единственная) микросхема
22	АТС Меридиан	Перезагрузка по причине сбоя в работе платы, отвечающей за выход АТС в город
23	Реле контроля переменного тока, компрессор 7	Повреждена обмотка
24	Реле управления компрессора 3	Повреждена обмотка
25	Реле управления охладителей 1,3 ШАОТ АТ-2, ф. А	Повреждена обмотка
26	Автомат охладителя 1 «Вентилятор А» ШАОТ АТ-1, ф. А	Автомат отключился
27	Автомат «Задвижка ф. В» в камере пож. задвижек Р-1, ф. В	Автомат отключился



Рис. 2.7. Фотография удара молнии в молниеотвод на ОРУ-110 кВ

Для предотвращения аварийных ситуаций необходимо своевременно выявлять и устранять дефекты системы молниезащиты (СМЗ), возникающие в процессе ее эксплуатации.

2.2. Нормативные документы

Молниезащита любого объекта должна быть выполнена в соответствии с нормативно-техническими документами (НТД).

В настоящее время действующими в Российской Федерации являются следующие НТД.

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). — Гл. 2.5, 4.2. — 7-е изд. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.

2. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.192- 2014.

3. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. — 2-е изд. — С.-Пб.: ПЭИПК, 1999.

4. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87.

5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО-153-34.21.122-2003.

6. Инструкция по устройству сетей заземления и молниезащите. ВНИИ Проектэлектромонтаж. Концерн «Электромонтаж», 1992.

7. Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ от грозовых перенапряжений. ОАО РОСЭП. — М., 2004.

8. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электро-сетевого хозяйства. СТО 56947007-29.240.044-2010.

9. ГОСТ Р 50571.4.44-2011. Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех.

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

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

12. ГОСТ Р 50571.5.53-2013. Электроустановки низковольтные. Часть 5-53. Выбор и монтаж электрооборудования. Отделение, коммутация и управление.

Основные нормы и правила выполнения молниезащиты РУ различного класса напряжения изложены в разделе 4.2 ПУЭ.

РД 153-34.3-35.125-99 состоит из 3 частей.

Часть 1. Защита от внутренних перенапряжений электрических сетей 110–1150 кВ. Даются рекомендации по защите от внутренних, резонансных и коммутационных перенапряжений сетей напряжением 110–1150 кВ.

Часть 2. Защита от внутренних перенапряжений электрических сетей 6–36 кВ.

Часть 3. Грозозащита линий и подстанций 6–1150 кВ.

В разделе 6.1 приведены краткие сведения о механизме разряда молнии.

В разделе 6.2 дается подробная информация о количественных характеристиках разряда молнии.

В Приложении документа рассмотрена методика выбора системы молниеотводов и расчета зон защиты. Система молниезащиты разрабатывается по рекомендациям РД 34.21.122-87.

Для защиты от прямых ударов молнии используются тросовые и стержневые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли. Выбор системы молниезащиты по приводимым ниже рекомендациям для расчета габаритов зон защиты обеспечивает нижние пределы нормированных значений надежности зон защиты типа А и Б.

В РД 153-34.3-35.125-99 рассмотрены также вопросы:

- защита станций и подстанций от набегающих грозовых волн;
- средства защиты РУ от набегающих грозовых волн;
- координация импульсной прочности изоляции подстанциионного оборудования с защитными характеристиками ограничителей перенапряжений (ОПН);
- показатели надежности грозозащиты РУ станций и подстанций от набегающих волн.

В РД 34.21.122–87 данные о параметрах токов молнии учтены в требованиях к конструкциям и размерам средств молниезащиты. Например, минимально допустимые расстояния от молниеотводов и их заземлителей до объектов I категории (пп. 2.3–2.5) определены из условия поражения молниеотводов нисходящими молниями с амплитудой и крутизной фронта тока в пределах соответственно 100 кА и 50 кА/мкс. Этому условию соответствует не менее 99 % случаев поражения нисходящими молниями. В документе имеются частичные указания по защите от вторичных воздействий молнии. Фактически они все сводятся к двум моментам:

— молниеотводы и заземлители должны быть по возможности удалены от металлических конструкций объекта и подземных коммуникаций на максимальные расстояния, допустимые по технологическим требованиям;

— должна быть выполнена система уравнивания потенциалов: основная и дополнительная.

Кроме того, в месте перехода воздушной линии электропередачи напряжением до 1 кВ в кабель между каждой жилой кабеля и заземленными элементами должны быть обеспечены закрытые воздушные искровые промежутки длиной 2–3 мм или установлен вентильный разрядник низкого напряжения, например, РВН-0,5.

Нормы и правила документа в большей части своей не соответствуют современным требованиям.

СО-153-34.21.122-2003 разработан с учетом норм и правил стандарта МЭК 62305. Предполагалось, что этот документ заменит РД 34.21.122–87, но в настоящее время в соответствии с указанием Ростехнадзора РФ оба документа имеют право на применение при проектировании молниезащиты объектов различного назначения. В документе сформулирован ряд принципиально новых для России положений.

Установлено четыре уровня защиты от прямых воздействий молнии для обычных объектов. Впервые (для отечественных нормативных технических документов — НТД) для каждого уровня надежности защиты даны параметры тока молнии, которые необходимо применять при расчетах молниезащитного устройства.

Впервые также введено разделение комплекса средств молниезащиты зданий или сооружений на устройства защиты от прямых ударов молнии [внешняя молниезащитная система (МЗС)] и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя МЗС).

Введены расчетные формулы для зоны защиты с надежностью 0,9; 0,99 и 0,999. Также впервые в НТД даны расчетные формулы для замкнутого тросового молниеотвода. Разрешено применять расчет зон защиты в соответствии с требованиями МЭК. При проектировании может быть выбран любой способ защиты, однако практика показывает целесообразность использования отдельных методов в следующих случаях:

— метод защитного угла используется для простых по форме сооружений или для маленьких частей больших сооружений;

— метод фиктивной сферы — для сооружений сложной формы.

В разделе 4 изложены основные принципы защиты от вторичных воздействий молнии электрических и электронных систем с учетом рекомендации МЭК.

Предложена зонная концепция молниезащиты объекта.

Отдельно представлен раздел по применению устройств защиты от импульсных перенапряжений.

Достаточно четко определены требования к технической документации на молниезащитное устройство, порядок приемки в эксплуатацию и текущего контроля.

К недостаткам документа следует отнести недостаточную проработку вопросов защиты от вторичных воздействий молнии, некоторую неопределенность в части выбора уровня защиты и методов расчета зон защиты.

По результатам проведенного анализа НТД по молниезащите можно отметить следующее. В настоящее время в Российской Федерации по МЗ действуют большое количество НТД, введенные в различные годы.

Действующие основные НТД по МЗ имеют следующие недостатки:

— нет четких указаний по определению надежности МЗ;

— надежность молниезащиты не связана с параметрами тока молнии;

— в разных документах приняты для расчетов различные параметры токов молнии;

— указания по выбору типа молниезащитных устройств и определение зон защиты в различных НТД противоречивы;

— защита от вторичных воздействий молнии в основных НТД не предусматривается;

— большинство норм и правил, установленных в основных НТД, не соответствуют современным условиям.

Наличие большого количества НТД, содержащих противоречия, затрудняет проектирование МЗС, несмотря на то, что в целом все вопросы в них отражены.

Контроль состояния МЗС, как правило, проводится по стандартным методикам, приведенным в НТД или отраслевых стандартах.

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭС). Утверждены Министерством энергетики РФ от 19.06.2003. — М.: Энергосервис, 2003.

2. СО-153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

3. СО 34.35.311.2004 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях. — М.: РАО ЕЭС России, 2004.

4. СТО 56947007-29.130.15.105-2011. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок.

В ПТЭ даны указания об эксплуатационно-технической документации по МЗ РУ и ПС и по проверке состояния защиты от перенапряжений РУ и ВЛ.

В СО-153-34.21.122-2003 даны указания об эксплуатационно-технической документации по МЗ.

В СО 34.35.311.2004 и СТО 56947007-29.130.15.105-2011 даны указания о проверке состояния МЗС в части вторичных воздействий молнии.

2.3. Эксплуатационно-техническая документация и контролируемые параметры молниезащиты

В СО-153-34.21.122-2003 даны наиболее четкие указания о требованиях к эксплуатации МЗС.

Требования к эксплуатационно-технической документации молниезащиты. Во всех организациях и предприятиях независимо от форм собственности должен быть разработан комплект эксплуатационно-технической документации молниезащиты объектов, для которых необходимо устройство молниезащиты.

Комплект эксплуатационно-технической документации молниезащиты должен содержать:

- пояснительную записку;
- схемы зон защиты молниеотводов;
- рабочие чертежи конструкций молниеотводов (строительная часть), конструктивных элементов защиты от вторичных проявлений молнии, от заносов высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации, от скользящих искровых каналов и разрядов в грунте;

- приемную документацию (акты приема в эксплуатацию устройств молниезащиты вместе с приложениями: актами на скрытые работы, актами испытаний устройств молниезащиты и защиты от вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов).

В Пояснительной записке должны быть приведены:

- исходные данные разработки эксплуатационно-технической документации;
- принятые способы молниезащиты объектов;
- расчеты зон защиты, заземлителей, токоотводов и элементов защиты от вторичных проявлений молнии.

В Пояснительной записке указываются предприятие-разработчик комплекта эксплуатационно-технической документации, основание для его разработки, перечень действующих нормативных документов и технической документации, которыми руководствовались при работе над проектом, специальные требования к проектируемому устройству.

Исходные данные для проектирования молниезащиты объектов составляются заказчиком с привлечением при необходимости проектной организации. Они должны включать:

- генеральный план объектов с указанием расположения всех объектов, подлежащих молниезащите, автомобильных и железных дорог, наземных и подземных коммуникаций (теплотрасс, технологических и сантехнических трубопроводов, электрических кабелей и проводов любого назначения и т.п.);

- категории молниезащиты каждого объекта;

- данные о климатических условиях в районе размещения защитных устройств и сооружений (интенсивности грозовой деятельности, скоростном напоре ветра, толщине стенки гололеда и т.п.), характеристику грунта с указанием структуры, агрессивности и рода почвы, уровня грунтовых вод;

- удельное электрическое сопротивление грунта (Ом·м) в местах расположения объектов.

В разделе «Принятые способы молниезащиты объектов» излагаются выбранные способы защиты зданий и сооружений от непосредственного контакта с каналом молнии, вторичных проявлений молнии и заносов высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации.

Объекты, построенные (проектируемые) по одному и тому же типовому или повторно применяемому проекту, имеющие единые строительные характеристики и геометрические размеры и одинаковое устройство молниезащиты, могут иметь одну общую схему и расчет зон защиты молниеотводов. Перечень этих защищаемых объектов приводится на схеме зоны защиты одного из сооружений.

При проверке надежности защиты с использованием программного обеспечения, приводятся данные компьютерных расчетов в виде сводки проектных вариантов, и формируется заключение об их эффективности.

При разработке технической документации необходимо максимально использовать типовые конструкции молниеотводов и заземлителей и типовые рабочие чертежи по молниезащите, разработанные соответствующими проектными организациями.

При отсутствии возможности применения типовых конструкций устройств молниезащиты могут разрабатываться рабочие чертежи отдельных элементов: фундаментов, опор, молниеприемников, токоотводов, заземлителей.

В соответствии с ПТЭ на ЭС, ПС и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, должны иметься сведения по защите от перенапряжений каждого РУ и ВЛ:

- очертание защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся сооружений и зданий;

- схемы устройств заземления РУ с указанием мест подключения защитных аппаратов, заземляющих спусков подстанционного оборудования и порталов с молниеотводами, расположения дополнительных заземляющих электродов с данными по их длине и количеству;

- паспортные данные по импульсной прочности (импульсные испытательные и пробивные напряжения) оборудования РУ;

- паспортные защитные характеристики использованных на РУ и ВЛ ограничителей перенапряжений, вентильных и трубчатых разрядников и искровых промежутков;

- схемы РУ со значениями длин защищенных тросом подходов ВЛ (для ВЛ с тросом по всей длине — длин опасных зон) и соответствующими им расстояниями по ошиновке между защитными аппаратами РУ и защищаемым оборудованием;

- значения сопротивлений заземления опор ВЛ, в том числе тросовых подходов ВЛ, РУ, ТП и переключательных пунктов;

- данные о проводимости грунтов по трассе ВЛ и территории РУ.

Требования к приемке молниезащитных устройств. В СО-153-34.21.122-2003 даны указания о требованиях к приемке МЗ. Молниезащитные устройства объектов, законченных строительством (реконструкцией), принимаются в эксплуатацию рабочей комиссией и передаются в эксплуатацию заказчику до начала монтажа технологического оборудования, завоза и загрузки в здания и сооружения оборудования и ценного имущества.

Приемка молниезащитных устройств на действующих и вновь строящихся объектах осуществляется актом рабочей комиссии. Рабочая комиссия производит полную проверку и осмотр выполненных строительно-монтажных работ по монтажу молниезащитных устройств.

Рабочей комиссии предъявляются следующие документы:

- утвержденные проекты устройства молниезащиты;

- акты на скрытые работы (по устройству и монтажу заземлителей и токоотводов, недоступных для осмотра);

- акты испытаний устройств молниезащиты и защиты от вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации (данные о сопротивлении всех заземлителей, результаты осмотра и проверки работ по монтажу молниеприемников, токоотводов, заземлителей, элементов их крепления, надежности электрических соединений между токоведущими элементами и др.).

После приемки в эксплуатацию устройств молниезащиты составляются паспорта молниезащитных устройств и паспорта заземлителей устройств молниезащиты, которые хранятся у ответственного за электрохозяйство.

Акты, утвержденные руководителем организации, вместе с представленными актами на скрытые работы и протоколы измерений включаются в паспорт молниезащитных устройств.

Требования к эксплуатации молниезащиты. Устройства молниезащиты зданий, сооружений и наружных установок объектов эксплуатируются в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и указаниями данной Инструкции. Задачей эксплуатации устройств молниезащиты объектов является поддержание их в состоянии необходимой исправности и надежности.

Штатное и внеочередное обслуживание устройств молниезащиты осуществляется по программе обслуживания, составляемой экспертом по устройствам молниезащиты, представителем проектной организации и утверждаемой техническим руководителем организации.

Земляные работы у защищаемых зданий и сооружений объектов, устройств молниезащиты, а также вблизи них производятся с разрешения эксплуатирующей организации, которая выделяет ответственных лиц, наблюдающих за сохранностью устройств молниезащиты.

Требования к периодической проверке молниезащиты. Для обеспечения постоянной надежности работы устройств молниезащиты ежегодно перед началом грозового сезона производятся проверка и осмотр всех устройств молниезащиты. Проверки проводятся также после установки МЗС, после внесения каких-либо изменений в систему молниезащиты, после любых повреждений защищаемого объекта. Каждая проверка проводится в соответствии с рабочей программой.

Для проведения проверки состояния МЗС руководителем организации указывается причина проверки и организуются комиссия по проведению проверки МЗС с указанием функциональных обязанностей членов комиссии по обследованию молниезащиты и рабочая группа по проведению необходимых измерений.

Во время осмотра и поверки устройств молниезащиты рекомендуется:

- провести визуальный осмотр МЗС;
- уточнить исполнительную схему устройств молниезащиты и определить пути растекания тока молнии по ее элементам при разряде;
- измерить значение сопротивления растеканию импульсного тока;
- измерить значения импульсных перенапряжений в сетях электроснабжения при ударе молнии, распределения потенциалов по металлоконструкциям и системе заземления здания;
- измерить значение электромагнитных полей в окрестности расположения устройства молниезащиты;
- проверить наличие необходимой документации на устройства молниезащиты.

Периодическому контролю со вскрытием в течение 6 лет (для объектов I категории) подвергаются все искусственные заземлители, токоотводы и места их присоединений, при этом ежегодно производится проверка до 20 % их общего количества. Пораженные коррозией заземлители и токоотводы при уменьшении их площади поперечного сечения более чем на 25 % должны быть заменены новыми.

Внеочередные осмотры устройств молниезащиты следует производить после стихийных бедствий (ураганного ветра, наводнения, землетрясения, пожара) и гроз чрезвычайной интенсивности.

Внеочередные замеры сопротивления заземления МЗС следует производить после выполнения всех ремонтных работ как на устройствах молниезащиты, так и на самих защищаемых объектах и вблизи них.

Результаты проверок оформляются актами, заносятся в паспорта и журнал учета состояния устройств молниезащиты. На основании полученных данных составляется план ремонта и устранения дефектов устройств молниезащиты, обнаруженных во время осмотров и проверок.

В соответствии с требованиями ПТЭ Ежегодно перед грозовым сезоном должна производиться проверка состояния защиты от перенапряжений РУ и ВЛ и обеспечиваться готовность защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

На энергопредприятиях должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений ВЛ, оборудования РУ и ТП. На основании полученных данных должна производиться оценка надежности грозозащиты и разрабатываться в случае необходимости мероприятия по повышению ее надежности.

При установке в РУ нестандартных аппаратов или оборудования необходима разработка соответствующих грозозащитных мероприятий.

2.4. Методы и средства диагностики молниезащитных устройств энергообъектов

Контролируемые параметры можно классифицировать по способам диагностики на следующие группы.

1. Измеряемые параметры:

- импульсное сопротивление заземляющего устройства;
- коррозионное состояние элементов системы молниезащиты;
- пути растекания тока молнии по элементам системы молниезащиты;

— распределение импульсных потенциалов по металлоконструкциям, заземляющим устройствам и системе уравнивания потенциалов.

2. Параметры, определяемые расчетным способом:

— уровни импульсных наведенных перенапряжений во вторичных цепях и системах электропитания;

— импульсные магнитные поля в месте установки микропроцессорных технических средств.

При проведении обследования молниезащиты с помощью имитационных методов выполняются следующие измерения на объекте:

— измерение импульсного сопротивления растеканию тока;

— распределения напряжений по заземляющему устройству (вблизи прохождения кабельных трасс) с целью определения возможности перекрытия на кабели);

— измерение наведенных импульсных помех в кабеле, проложенном параллельно трассе вторичных кабелей;

— измерение наведенных импульсных помех во вторичных кабелях, шинах оперативного постоянного тока и собственных нужд, на входных клеммах устройств систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также других систем энергообъекта, с целью определения реальных коэффициентов ослабления электромагнитного поля и возможных уровней импульсных помех.

Перечень параметров МЗС и периодичность их проверки приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

**Перечень параметров и периодичность их проверки,
которые необходимо контролировать в процессе эксплуатации**

Контролируемый параметр	Цель проверки	Рекомендуемая периодичность проверки при эксплуатации
Исполнительная схема системы молниезащиты с указанием зон молниезащиты	При вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	1 раз в 12 лет. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно
Визуальный осмотр элементов системы молниезащиты	При вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	Ежегодно перед началом грозового сезона. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно
Коррозионное состояние элементов системы молниезащиты (молниеприемники, токоотводы, заземлители)	В процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	Для зданий и сооружений I и II категорий 1 раз в год перед началом грозового сезона Для зданий и сооружений III категории — не реже 1 раза в 3 года. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно
Сопротивление растекания импульсному току	При вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	Для зданий и сооружений I и II категорий 1 раз в год перед началом грозового сезона Для зданий и сооружений III категории — не реже 1 раза в 3 года. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно
Пути растекания тока молнии по элементам МЗС	При вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	1 раз в 12 лет. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно
Распределение импульсных потенциалов по металлоконструкциям, заземляющим устройствам и системе уравнивания потенциалов	При вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	1 раз в 12 лет. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно
Импульсные помехи при ударах молнии во вторичных цепях и системах электроснабжения	При вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	1 раз в 12 лет. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно
Импульсные магнитные поля	При вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, при реконструкции (модернизации) или частичном перевооружении	1 раз в 12 лет. Обнаруженные недостатки устраняются незамедлительно

2.4.1. Визуальный осмотр

Во время осмотра и поверки устройств МЗС необходимо:

- проверить визуальным осмотром (с помощью бинокля) целостность молниеприемников и токоотводов, надежность их соединения и крепления к мачтам;
- выявить элементы устройств молниезащиты, требующие замены или ремонта вследствие нарушения их механической прочности;
- определить степень разрушения коррозией отдельных элементов устройств молниезащиты, принять меры по антикоррозионной защите и усилению элементов, поврежденных коррозией;
- проверить надежность электрических соединений между токоведущими частями всех элементов устройств молниезащиты;
- проверить соответствие устройств молниезащиты назначению объектов и в случае наличия строительных или технологических изменений за предшествующий период наметить мероприятия по модернизации и реконструкции молниезащиты.

По результатам визуального осмотра заполняется Протокол №1 (рис. 2.8).

Исполнитель: _____

(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____

Действительно до: _____

Заказчик: _____

Объект: _____

Адрес: _____

Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 1 **визуального осмотра системы молниезащиты**

Проверка соответствия электроустановок нормативной и проектной документации.

Наименование параметра	Нормативная документация и перечень пунктов, устанавливающих требования и значения проверяемых характеристик	Результат осмотра
1. Целостность молниеприемников и токоотводов	-	Соответствует/не соответствует
2. Коррозионное состояние молниеприемников и токоотводов	Сечение не менее, чем указано в Таблица 3.1 СО 153-34.21.122-2003	Соответствует/не соответствует
3. Целостность и надежность контактных соединений	-	Протяжка болтовых и простукивание сварных соединений
4. Сверка исполнительных схем устройств молниезащиты	-	Соответствует/не соответствует

Замечания:

Заключение:

Испытания провели:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность)

_____ (подпись)

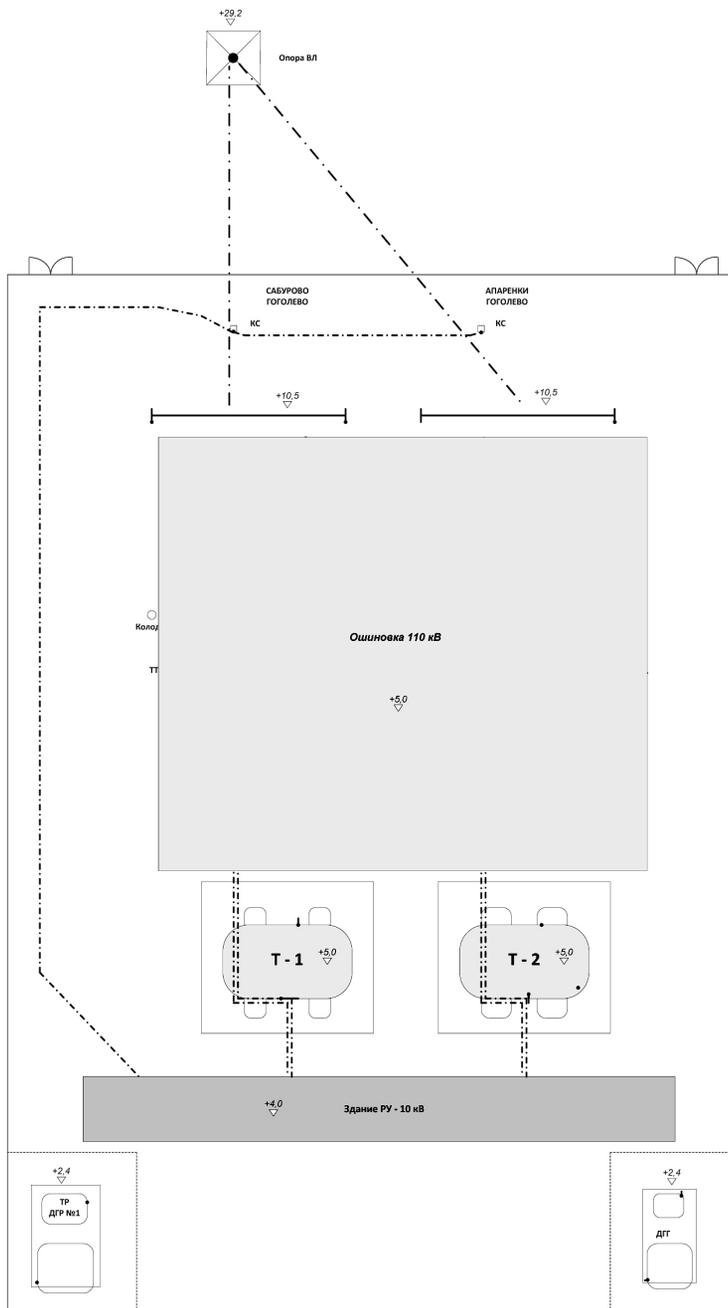
_____ (ф.и.о.)

Рис. 2.8. Протокол визуального осмотра МЗС

2.4.2. Проверка исполнительной схемы и защиты от прямого удара молнии

При визуальном осмотре должны быть определены: молниеприемные устройства с указанием высот, защищаемые объекты и их высоты (рис. 2.9).

С помощью специальной компьютерной программы определяются зоны защиты (рис. 2.10).



Условные обозначения

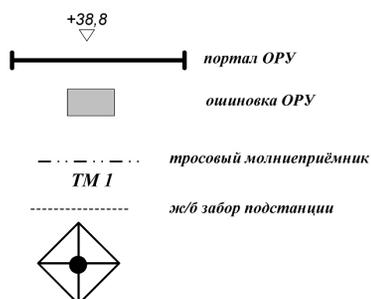
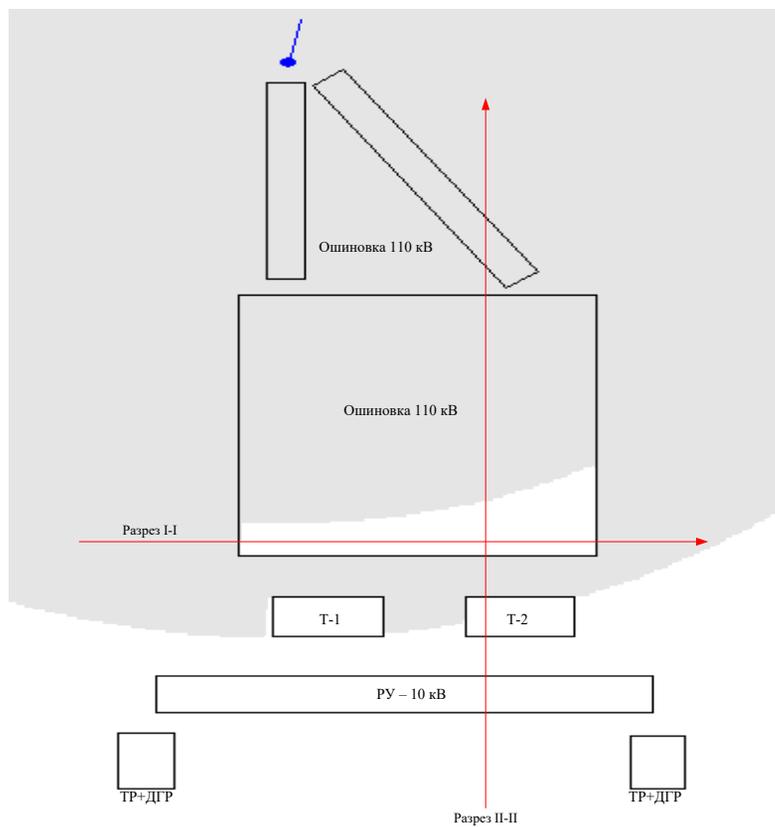
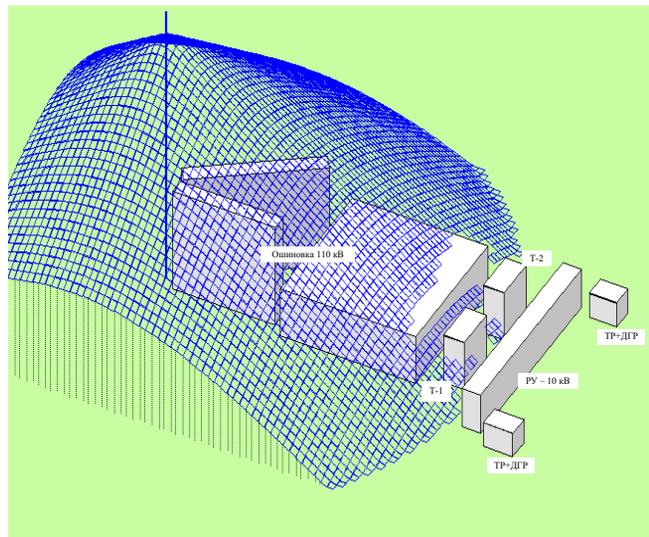
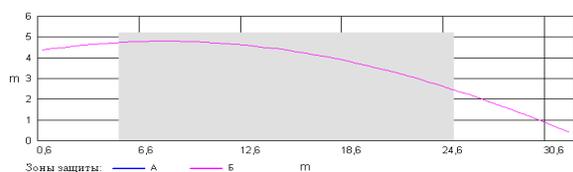


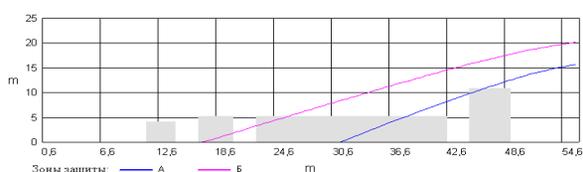
Рис. 2.9. Схема молниезащиты подстанции



- участки, входящие в зону защиты Б
- участки, не входящие в зону защиты Б



Разрез I-I



Разрез II-II

Рис. 2.10. Зоны защиты подстанции

По результатам проверки составляется Ведомость дефектов (рис. 2.11).

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. _____
 Действительно до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 Адрес: _____
 Дата проведения измерений: _____

Ведомость дефектов (пример заполнения для ПС)
 по состоянию на _____.

№№ п/п	№№ по протоколу	Местонахождение дефекта	Вид дефекта	Дефект устранен (организация, фамилия исполнителя)	Число	Подпись	Проверил
1	2	3	4	5	6	7	8
1		Здание РУ-10кВ	Не входит полностью в зону защиты существующих молниеприемников				
2		Ошиновка 110кВ	Не входит частично в зону защиты существующих молниеприемников				
3		Т-1	Не входит в зону защиты существующих молниеприемников				
4		Т-2	Не входит в зону защиты существующих молниеприемников				
5		ТР+ДГР	Не входит в зону защиты существующих молниеприемников				

Ведомость составили: _____

 Ведомость проверил: _____
 (должность) (подпись) (ф.и.о.)

Рис. 2.11. Ведомость дефектов

Исполнительная схема токоотводов и ЗУ СМЗ и распределение токов и напряжений при ударе молнии определяется по методике, изложенной в главе 1 п.1.5.1 и п.1.5.7.

Токоотводы, не определенные при визуальном осмотре, и трассы прокладки заземлителя и заземляющих проводников в грунте определяют с помощью трассопоисковых приборов.

2.4.3. Измерение импульсного сопротивления системы молниезащиты

Импульсный метод измерения сопротивления заземлителей позволяет выполнять работы по проверке заземления не только молниеотводов, но также опор с присоединенными грозозащитными тросами и молниеотводов, смонтированных на порталах ОРУ и зданиях (молниеприемные сетки). В качестве источника используется генератор аperiodических импульсов, моделирующий по временным параметрам форму импульса тока молнии.

В качестве токового электрода используется стальной стержень диаметром 16÷18 и длиной 800÷1000 мм, который забивается на глубину 0,5 м в грунт на расстоянии не менее 50 м от объекта измерений. Подсоединение выносного токового электрода осуществляется через изолированные провода.

С помощью пик-вольтметра или осциллографа измеряется напряжение между молниеприемником и потенциальным электродом, вынесенным на расстояние не менее 50 м от объекта в противоположную сторону от токового электрода.

Методика проведения имитационных измерений и расчетов импульсного сопротивления приведена в главе 1 п.1.5.10.

Результаты измерений и расчетов оформляют в виде Протокола №3 (рис. 2.12).

Исполнитель: _____ (наименование организации, предприятия)
 Заказчик: _____ (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации ЭЛ: № _____ Объект: _____
 Действительно до: _____ по адресу: _____

ПРОТОКОЛ № 3
проверки импульсных сопротивлений молниезащитных устройств

Климатические условия при проведении проверки

Температура воздуха _____. Влажность воздуха _____. Атмосферное давление _____.

Цель проверки (испытаний)

(приемо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены проверки (испытания): РД 34.21.122-87, СО-153-34.21.122-2003

1. Вид грунта: _____
2. Характер грунта: _____
(влажный, средней влажности, сухой)
3. Заземляющее устройство применяется для электроустановки: _____
(до 1000 В, до и выше 1000 В, свыше 1000 В)
4. Режим нейтрали: _____
5. Удельное сопротивление грунта: _____ (Ом·м).
6. Расчётный ток замыкания на землю: _____ (А).
7. Результаты проверки:

№ п/п	Назначение молниезащитного устройства	Место проверки	Расстояние до потенциальных и токовых электродов, (м)	Сопротивление СМЗ, (Ом)			Кпопр.
				Доп.	Измер.	Привед.	
1							
2							

8. Проверки проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		
1								
2								

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

Рис. 2.12. Протокол проверки импульсных сопротивлений молниезащитных устройств

2.4.4. Импульсные помехи и магнитные поля при ударах молнии

При ударе молнии в объект в результате воздействия электромагнитного поля в контрольных кабелях наводятся импульсные помехи. Ток молнии, протекающий по ЗУ, создает высокий потенциал на земле и может вызвать обратные перекрытия изоляции контрольных кабелей.

Методики измерения и расчетов импульсных помех и магнитных полей от молнии приведены в гл.1.п.1.5.10 и в главе 3 п.3.2.3

В тех случаях, когда для принятых проектных решений уровни импульсных помех и магнитных полей превышают допустимые значения, необходимо изменить место размещения молниеотводов (токоотводов) или выполнить дополнительное экранирование кабелей и помещений.

Результаты расчета импульсных полей оформляют в виде Протокола №4 (рис. 2.13).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации ЭЛ:
№ _____

Объект: _____

Действительно до: _____

по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №4 Импульсные магнитные поля

Источник поля	Место измерения, расчета	Наибольшая напряженность, А/м	Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, А/м)	Выводы	Рекомендации

1.	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление
2.	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки
3.	Расчеты проведены по программе		№ регистрации		

Заключение: _____

Измерения провели: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Утверждаю: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Рис. 2.13. Протокол расчета импульсных полей

2.5. Требования к оформлению результатов диагностики системы молниезащиты

По результатам проведенного контроля состояния МЗС составляют Технический отчет, в котором должны быть представлены:

- характеристика объекта;
- результаты измерений и расчетов;
- анализ результатов проверки состояния элементов МЗС;
- заключение о пригодности к эксплуатации МЗС.

В Заключении рекомендуется указать на соответствие/не соответствии требованиям нормативных документов.

К отчету прилагаются Протоколы измерений и расчетов, исполнительная схема МЗС.

По результатам диагностики составляется Паспорт системы молниезащиты объекта (Приложение 2.1).

2.6. Определение грозоупорности воздушных линий

Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозовых отключений. В проектной и эксплуатационной практике, в зависимости от рассматриваемой задачи, могут использоваться:

— удельное число грозовых отключений, рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в год. Этот показатель обычно используется для сравнения расчетных или эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному выполнению и классу номинального напряжения;

— удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации. Этот показатель удобен, например, для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;

— абсолютное число грозовых отключений, рассчитанное на фактическую длину ВЛ и фактическую интенсивность грозовой деятельности, т.е. число грозовых отключений за анализируемый период, отнесенное к продолжительности этого периода в годах. Этот показатель необходим, например, при выборе средств грозозащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности.

На ВЛ, защищенной тросом, возможны грозовые отключения от ударов в опору, трос и прорыва молнии на провода.

На вероятность обратного перекрытия изоляции влияют следующие конструктивные параметры ВЛ:

— импульсная прочность линейной изоляции, зависящая от класса номинального напряжения ВЛ;

— тип и размеры опоры;

— тросовая защита;

— сопротивление заземления опоры.

Соотношение числа отключений из-за обратных перекрытий и прорывов зависит от класса номинального напряжения и конструкции ВЛ.

Основными природно-климатическими характеристиками, влияющими на показатели грозоупорности ВЛ, являются интенсивность грозовой деятельности, статистическое распределение амплитуды тока молнии и электрофизические характеристики грунтов в районе прохождения трассы ВЛ.

В качестве основных средств грозозащиты ВЛ используются:

— подвеска заземленных тросов;

— снижение сопротивления заземления опор;

— повышение импульсной прочности линейной изоляции;

— защита отдельных опор и участков с ослабленной изоляцией;

— ограничители перенапряжений (ОПН).

Для определения числа грозовых отключений ВЛ необходимо проводить диагностику ЗУ опор ВЛ.

2.6.1. Диагностика заземляющих устройств опор воздушных линий

При диагностике заземляющих устройств (ЗУ) используются следующие параметры:

— $R_{\text{имп.}}$ — импульсное сопротивление растеканию заземлителя опоры, измеряемое на объекте;

— ρ — удельное сопротивление грунта, измеряемое на объекте, в том числе и с учетом сезонного коэффициента удельного сопротивления $K_{\text{сезона}}$;

— $\rho_{\text{верх.}}$ — удельное сопротивление верхнего слоя грунта;

— $\rho_{\text{нижн.}}$ — удельное сопротивление нижнего слоя грунта.

При выборе опор с заземляющим устройством, подлежащим реконструкции, удовлетворительными считаются опоры, у которых:

— при значениях удельного сопротивления грунта ρ до 100 Ом·м — импульсное сопротивление заземляющих устройств не более 10 Ом;

— при значениях удельного сопротивления грунта ρ в диапазоне 100–200 Ом·м — импульсное сопротивление заземляющих устройств не более 20 Ом;

— при значениях удельного сопротивления грунта $\rho > 300$ Ом·м — импульсное сопротивление заземляющих устройств не более 30 Ом.

Все остальные опоры считаются проблемными, и предлагается реконструкция заземляющего устройства для снижения значений сопротивления.

Для заземляющих устройств опор ВЛ удовлетворительные результаты измерения могут быть получены при расположении электродов по двулучевой схеме при расстоянии между электродами, удовлетворяющем соотношениям:

$$\begin{aligned} r_{\text{эп}} &= r_{\text{эт}} = 1,5D, \\ r_{\text{тп}} &= D, \end{aligned}$$

где D — наибольший линейный размер ЗУ;

$r_{\text{эп}}$ и $r_{\text{эт}}$ — расстояния от опоры до потенциального и токового электродов;

$r_{\text{тп}}$ — расстояние между токовым и потенциальным электродами.

Расстояние $r_{\text{эп}}$ должно измеряться от края опоры и во всех случаях должно составлять не менее 30 м.

При измерении определенную погрешность вносит грозозащитный трос ВЛ. Без отсоединения троса измерение сопротивления заземлителя выполняется импульсным методом.

Схема измерения сопротивления заземлителя опор ВЛ приведена на рис. 2.14. В качестве источника используется генератор апериодических импульсов, моделирующий по временным параметрам форму импульса тока молнии.

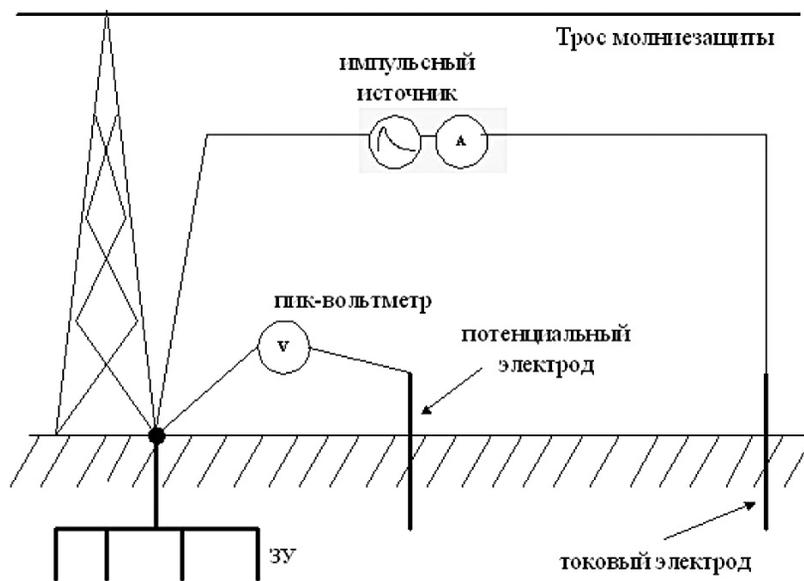


Рис. 2.14. Схема измерения сопротивления заземлителей опор ВЛ

В качестве токового электрода используется стальной стержень диаметром 16–18 мм и длиной 800–1000 мм, который забивается на глубину 0,5–1,0 м в грунт на расстоянии 50 м от объекта измерения. Подсоединение выносного токового электрода осуществляется через изолированные провода.

С помощью пик-вольтметра, присоединенного к потенциальному электроду, определяется потенциальная кривая (рис. 2.15). Если в результате измерений на графике $U(I)$ получена горизонтальная линия, соответствующая $U = U_{\text{уст}}$, то импульсное сопротивление молниеотвода определяется формулой:

$$R_{\text{зу}} = U_{\text{уст}} / I_{\text{изм}}$$

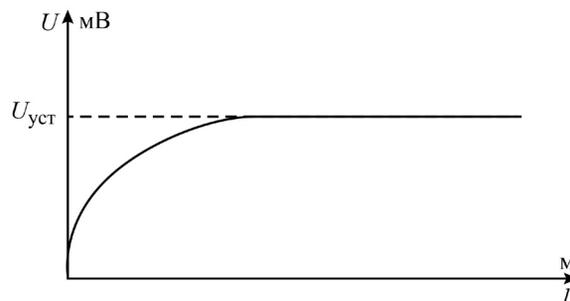


Рис. 2.15. Зависимость разности потенциалов между заземляющим устройством опоры и потенциальным электродом от расстояния между ними

Определение удельного сопротивления грунта выполняется методом ВЭЗ (см. гл.1 п.1.5.3).

Результаты измерений должны быть приведены к наиболее неблагоприятным климатическим условиям.

Для приведения результатов измерений удельного сопротивления грунта к наиболее неблагоприятным климатическим условиям применяют сезонные коэффициенты, значения которых для различных типов грунтов приведены в табл. 1.5 гл.1.

Для приведения результатов измерений сопротивления ЗУ к наиболее неблагоприятным климатическим условиям применяют сезонные коэффициенты, значения которых приведены в табл. 1.6 гл.1.

При выборе «проблемных» опор в качестве критерия используется такой параметр, как измеренное импульсное сопротивление ($R_{имп.}$) заземляющего устройства опоры. Однако этот параметр может характеризоваться как измеряемым параметром $R_{имп.}$, так и расчетными параметрами $R_{зу\ сезон}$ и $R_{зу\ реал\ сезон}$.

При расчете $R_{зу\ сезон}$ и $R_{зу\ реал\ сезон}$ учитывается коэффициент импульса $K_{и}$ получаемый из эмпирической формулы с неопределенными границами применимости;

$$K_{и} = \sqrt{\frac{(1500\sqrt{S})}{((\rho_{н} + 320)(I_{м} + 45))}}$$

где $I_{м}$ — ток молнии ($I_{м} = 100$ кА первый импульс в соответствии с МЭК 62305), кА;

S — площадь заземлителя, в нашем случае — площадь опоры, м²;

$\rho_{н}$ — удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом·м.

Пример результатов измерений $R_{имп.}$ опор ВЛ приведены на рис. 2.16.

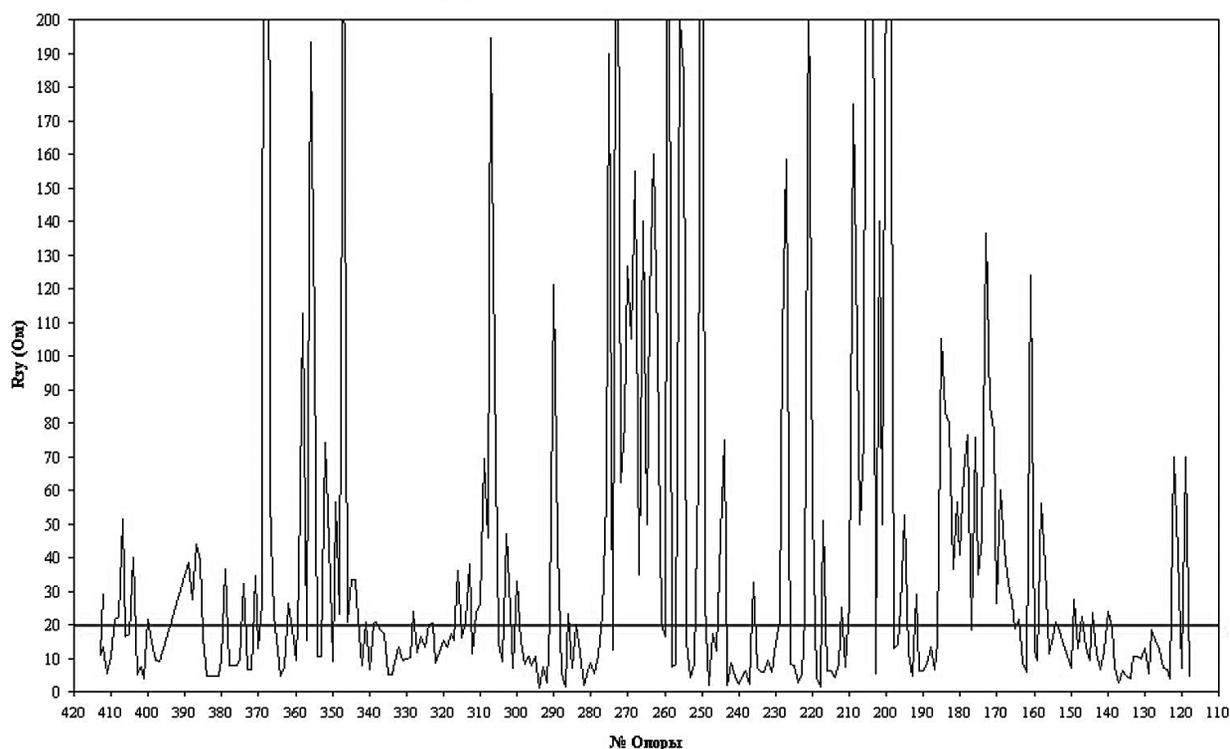


Рис. 2.16. Профиль значений сопротивления заземлителей опор ВЛ

Расчет числа грозовых отключений производится по методике, представленной в РД 153-34.3-35.125-99.

В качестве примера приведем расчет числа грозовых отключений одной из ВЛ.

Исходные данные для расчета числа грозовых отключений. На ВЛ используются опоры П27М.

Средняя длина пролета ВЛ при общей длине 185 км и при 495 опорах составляет 373 м.

Длина гирлянды изоляторов принята равной 2 м.

ВЛ проходит в местности с числом часов грозы, равным 52. Удельное число разрядов в один квадратный километр площади земли за грозовой сезон равняется

$$p_0 = 0,05N_{ч} = 2,6 \text{ разрядов за сезон/км}^2.$$

Число разрядов на 100 км ВЛ за грозовой сезон равно

$$N_{\text{ВЛ}} = 0,15 \cdot 2,6 \cdot 124,4 = 48,4 \text{ разряда.}$$

Число разрядов на 100 км ВЛ за 100 грозowych часов равно

$$N = 2 \cdot 48,4 \cdot 50 / 52 = 93 \text{ разряда.}$$

Число разрядов в опору

$$N_{\text{оп}} = 4 \cdot 93 \cdot 39,6 / 373 = 36,8 \approx 37 \text{ разрядов.}$$

Число прорывов молнии сквозь тросовую защиту по результатам расчета с использованием формул РД для верхнего провода равно

$$N_{\text{пр}} = 93 \cdot 0,0013 = 0,12.$$

Для среднего и нижнего проводов оно еще меньше. Таким образом общее число прорывов молнии менее одного на 100 км линии за 100 часов грозы, и в дальнейшем эта причина грозowych отключений в данной работе учитываться не будет.

Число разрядов в трос на 100 км на 100 км ВЛ за 100 грозowych часов равно

$$N_{\text{тр}} = 93 - 37 = 56 \text{ разряда.}$$

Результаты расчета вероятности грозowych отключений при разрядах в опору и трос. Расчеты вероятности грозowych отключений проводились с усреднением по периоду рабочего напряжения и по числу проводов в каждой цепи.

Значения вероятностей грозowych отключений $P_{\text{опоры}}$ и $P_{\text{трос}}$ для диапазона сопротивления опор от 30 до 200 Ом приводятся в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Значения вероятностей грозowych отключений

$R_{\text{опоры}}, \text{ Ом}$	$P_{\text{опора}}$	$P_{\text{трос}}$
30	0,218	0,035
50	0,370	0,138
100	0,455	0,331
150	0,570	0,416
200	0,618	0,431

Результаты расчета числа грозowych отключений. Расчет проводится для однородной линии. Под однородной линией понимается линия, у которой сопротивления опор одинаковы по всей длине. Следует сказать, что именно такая задача рассматривается во всех нормативных документах по ограничению перенапряжений как наиболее естественная. В противном случае возникала бы необходимость нормативного распределения по длине линии сопротивлений опор. А это делает условия задачи совершенно неопределенными. При расчете числа грозowych отключений коэффициент η перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты принимался согласно указаниям РД равным 0,9.

Число грозowych отключений на 100 км линии при 100 грозowych часах в зависимости от сопротивления опоры и для опор типа П27М приводится ниже в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Число грозowych отключений на 100 км линии при 100 грозowych часах в зависимости от сопротивления опоры

$R_{\text{опоры}}, \text{ Ом}$	30	50	100	150	200
$n_{\text{гр}} = n_{\text{оп}} + n_{\text{тр}}$	9	20	31	40	42

2.7. Требования к техническим средствам

Для проведения работ по контролю состояния СМЗ с учетом вопросов ЭМС необходимо иметь комплект технических средств, позволяющий выполнить в полном объеме все измерения, рассмотренные в данной главе.

Технические средства должны:

- быть безопасными для персонала;
- не вызывать нарушений в работе действующей электроустановки;
- надежно выполнять свои функции в условиях жесткой электромагнитной обстановки;

— иметь паспорт и руководство по эксплуатации по установленной форме.

Все измерительные приборы должны быть сертифицированы и включены в Госреестр как средства измерений и проходить метрологическую поверку.

Технические средства должны применяться в соответствии с их назначением, с учетом технических характеристик, погрешностей измерений и условий применения, указанных в технической документации.

При выборе средств измерений и анализе результатов измерений обращать особое внимание на следующие параметры.

1. Технические характеристики прибора.
2. Функциональное назначение.
3. Помехоустойчивость.
4. Надежность.
5. Рекомендации по применению, методика использования.

Для проведения измерений рекомендуется применять измерительный комплекс для диагностики заземляющих устройств КДЗ-2 и измерительный комплекс для определения импульсного сопротивления молниезащиты ИК-1 (см. Приложение 1.3).

Список литературы

1. Базелян, Э.М. Физика молнии и молниезащиты / Э.М. Базелян, Ю.П. Райзер. — М.: Физматлит, 2001.

2. ГОСТ Р 51317.4... (МЭК 61000-4...). Совместимость технических средств электромагнитная. Требования и методы испытаний.

3. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.

4. ГОСТ Р МЭК 62305-1-2010. Защита от молнии. Общие принципы.

5. ГОСТ Р МЭК 62305-4-2016. Защита от молнии. Защита электрических и электронных систем внутри зданий и сооружений.

6. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.

7. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. Согласована Госстроем СССР. — Письмо № АЧ-3945-8 от 30.07.1987.

8. РД 34.45-51.300-97 Объемы и нормы испытаний электрооборудования, 6-е изд. — М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

9. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. — Минэнерго России, 2003.

10. СО 34.35.311.2004 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях. — РАО ЕЭС России, 2004.

11. СТО 56947007-29.130.15.105-2011. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. ОАО «ФСК ЕЭС», 2011.

12. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

13. СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

14. СТО 56947007-29.240.10.028-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. — М.: ПАО «ФСК ЕЭС».

Паспорт системы молниезащиты ПС 220 кВ

<p>«УТВЕРЖДАЮ»</p> <p>Главный энергетик</p> <hr/> <p>«__» _____ 2016 г.</p>

ПРИМЕР ПАСПОРТА
системы молниезащиты ПС 220 кВ
по адресу:

РАЗРАБОТАНО:

Генеральный директор

2016 г.

Классификация объекта по устройству молниезащиты

Согласно СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» данный объект по устройству молниезащиты относится к *специальным объектам с ограниченной опасностью*.

Уровень надежности защиты от прямого удара молнии

Согласно СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» для объекта принят III уровень защиты от прямого удара молнии с надежностью защиты $P = 0,9$.

Устройство системы молниезащиты

Молниезащита ПС осуществляется порталными М1 и М2 (высотой $H=30,5\text{м}$) и отдельностоящими М3 и М4 (прожекторные мачты типа ПМС-29,3 высотой с молниеприемником $H=37,05\text{ м}$) молниеприемниками. Прямой удар молнии в здание КРУЭ не рассматривается.

Высоты защищаемых зданий и сооружений:

- здание КРУЭ – 18 м;
- здание насосной – 5 м;
- силовые трансформаторы – 8 м;
- ошиновка и порталы 220 кВ – 17 м.

Исполнительная схема системы внешней молниезащиты представлена на чертеже «Молниезащита. План ПС».

2. Система внутренней молниезащиты

Устройства защиты от перенапряжений

На шинах СОПТ в ЩПТ№1 и ЩПТ№2 установлены УЗИП типа ДЛ161-200 (лавинные диоды).

На входах МП устройств ВЧ-связи ЕТЛ-68х (АББ), приемопередатчиков ПРД/ПРМ и АКА КЕДР (ООО «Уралэнергосервис»), ДФЗ ВЛ 220 кВ (ЭКРА БЭ2704) установлены УЗИП типа S20 К1000 (варистор).

Места установки и типы устройств защиты от перенапряжений указаны в таблице «Места установки и типы устройств защиты от перенапряжений».

Результаты измерений значений сопротивлений молниезащитного заземлителя растеканию тока молнии

№	Наименование заземлителя	Дата проверки	Сопротивление растеканию тока (Ом)	Пригодность к эксплуатации	Дата следующей проверки	Примечания
1	Заземлитель М1	август 2016 г.	0,5 (для импульсного тока 10/350 мкс)	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$
2	Заземлитель М2	август 2016 г.	0,33 (для импульсного тока 10/350 мкс)	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$
3	Заземлитель М3	август 2016 г.	0,3 (для импульсного тока 10/350 мкс)	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$
4	Заземлитель М4	август 2016 г.	0,2 (для импульсного тока 10/350 мкс)	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$

Результаты измерений значений сопротивлений связи молниеприемников с молниезащитным заземлителем растеканию тока молнии

№	Наименование молниеприемника	Дата проверки	Сопротивление связи (Ом)	Пригодность к эксплуатации	Дата следующей проверки	Примечания
1	М1	август 2016 г.	$\leq 0,05$	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$
2	М2	август 2016 г.	$\leq 0,05$	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$
3	М3	август 2016 г.	$\leq 0,05$	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$
4	М4	август 2016 г.	$\leq 0,05$	Пригодно	август 2019 г.	Значение сезонного коэффициента $k_{сез} = 1$

Места установки и типы устройств защиты от перенапряжений

Место установки УЗИП	Класс УЗИП	Тип УЗИП
ШПТ№1 и ЩПТ№2	-	ДЛ161-200
Цепи от КС 220 кВ. Входа ВЧ-связи ЕТЛ-68х (АББ), приемопередатчиков ПРД/ПРМ и АКА КЕДР (ООО «Уралэнергосервис»), ДФЗ ВЛ 220 кВ (ЭКРА БЭ2704)	-	Варисторы типа S20 K1000

Решение о пригодности системы молниезащиты к эксплуатации

Устройство системы молниезащиты объекта соответствует III уровню защиты от прямого удара молнии.

Система молниезащиты объекта соответствует требованиям нормативных документов по молниезащите после устранения замечаний, указанных в ведомости дефектов.

Сведения об изменениях после ремонта или реконструкции

Перечень изменений	Вид работ (Ремонт, реконструкция)	Время проведения работ	Организация исполнитель	Отметка о внесении изменений в исполнительную схему системы молниезащиты

Ведомость дефектов

№	Дата проверки	Оборудование, конструкции, элементы конструкций	Обнаруженные недостатки	Устранение замечаний		
				Организация - исполнитель	Отметка	Дата
1	М3	август 2016 г.	Отсутствуют УЗИП на шинах СН 0,4 кВ, откуда запитана прожекторная мачта			
2	М4	август 2016 г.	Отсутствуют УЗИП на шинах СН 0,4 кВ, откуда запитана прожекторная мачта			

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации ЭЛ: № _____

Объект: _____ ПС 220 кВ

Действительно до: _____

Адрес: _____

Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 1 (пример заполнения)
проверки наличия цепи между заземленными установками
и элементами заземлённой установки

Климатические условия при проведении проверки

Температура воздуха ____°С. Влажность воздуха ____%. Атмосферное давление ____ мм.рт.ст.

Цель проверки (испытаний)

приемо-сдаточные

(приемо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены проверки (испытания): ПУЭ 7-е изд., ГОСТ Р МЭК 62305

1. Результаты проверки:

№ п/п	Месторасположение и наименование электрооборудования	Количество проверенных элементов	R перех. измеренное, (Ом)
1	Молниеприемник М1	4	≤ 0,05
2	Молниеприемник М2	4	≤ 0,05
3	Молниеприемник М3	4	≤ 0,05
4	Молниеприемник М4	3	≤ 0,05

2. Проверки проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		
1	КДЗ-1		1,0-199,9 мВ 0,1 до 19,99 В	±15				

Выводы: Значения сопротивлений связи молниеприемников с заземляющим устройством соответствует требованиям нормативных документов.

Заключение: Молниеприемники пригодны к эксплуатации.

Испытания провели: _____
(должность) (подпись)

_____ (должность) (подпись)

Протокол проверил: _____
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Частичная или полная перепечатка и размножение только с разрешения испытательной лаборатории.

Исправления не допускаются.

Протокол распространяется только на элементы электроустановки, подвергнутые проверке (измерениям).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____

Свидетельство о регистрации ЭЛ: № _____

Объект: _____

Действительно до: _____

Адрес: _____

Дата проведения измерений: _____

**ПРОТОКОЛ № 2 (пример заполнения)
проверки сопротивлений заземлителей и заземляющих устройств**

Климатические условия при проведении проверки

Температура воздуха ____°С. Влажность воздуха ____%. Атмосферное давление ____ мм.рт.ст.

Цель проверки (испытаний)

приемо-сдаточные

(приемо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены проверки (испытания): ПУЭ 7-е изд., ГОСТ Р МЭК 62305, РД 34.21.122-87

1. Вид грунта: _____

2. Характер грунта: сухой

(влажный, средней влажности, сухой)

3. Заземляющее устройство применяется для электроустановки: до и выше 1000 В и молниезащиты
(до 1000 В, до и выше 1000 В, свыше 1000 В)

4. Режим нейтрали: _____

5. Удельное сопротивление грунта: _____ (Ом·м).

6. Расчётный ток замыкания на землю: _____ (А).

7. Результаты проверки:

№ п/п	Назначение заземлителя, заземляющего устройства	Место проверки	Расстояние до потенциальных и токовых электродов, (м)	Сопротивление заземлителей (заземляющих устройств), (Ом)			K _{погр.}
				Доп.	Измер.	Привед.	
1	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М1	300	10 (переменный ток)	0,1	0,1	1
	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М1	50	10 (импульсный ток)	0,5	0,5	1
2	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М2	300	10 (переменный ток)	0,1	0,1	1
	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М2	50	10 (импульсный ток)	0,33	0,33	1
3	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М3	300	10 (переменный ток)	0,1	0,1	1
	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М3	50	10 (импульсный ток)	0,3	0,3	1
4	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М4	300	10 (переменный ток)	0,1	0,1	1
	Молниезащитный заземлитель	Молниеотв од М4	50	10 (импульсный ток)	0,2	0,2	1

8. Проверки проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		
1	КДЗ-1		1,0-199,9 мВ 0,1 до 19,99 В	±15				
2	Комплекс ИК-1		1-19,99 В 20-199,9 В	±15				

Выводы: Значения сопротивлений молниезащитного заземлителя соответствуют требованиям нормативных документов.

Заключение: Молниезащитный заземлитель пригоден к эксплуатации.

Испытания провели: _____
(должность) (подпись)

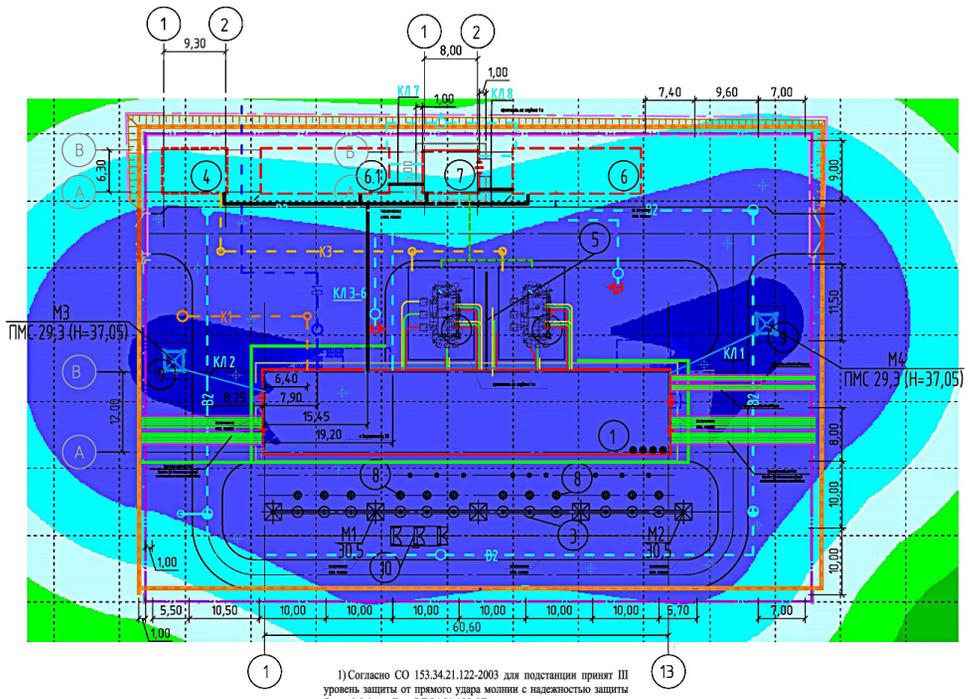
_____ (должность) (подпись)

Протокол проверил: _____
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Частичная или полная перепечатка и размножение только с разрешения испытательной лаборатории.

Исправления не допускаются.

Протокол распространяется только на элементы электроустановки, подвергнутые проверке (измерениям).



- зона защиты на уровне 30 м
- зона защиты на уровне 20 м
- зона защиты на уровне 15 м
- зона защиты на уровне 5 м

- 1) Согласно СО 153.34.21.122-2003 для подстанции принят III уровень защиты от прямого удара молнии с надежностью защиты более 0,9 (зона Б по РД 34.21.122-87).
- 2) Молниезащита ПС осуществляется порталными М1 и М2 (высотой Н=30,5м) и отдельстоящими М3 и М4 (проекторные мачты типа ПМС-29,3 высотой с молниеприемником Н=37,05 м) молниеприемники. Прямой удар молнии в здание КРУЭ не рассматривается.
- 3) Высоты защищаемых зданий и сооружений:
 - здание КРУЭ - 18 м;
 - здание насосной - 5 м;
 - силовые трансформаторы - 8 м;
 - ошнровка и порталы 220 кВ - 17 м.

Составлено		
Имя, № табл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

ПС 220 кВ					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.					
Проверил					
ГИП					
			Заземление и молниезащита ПС		
			Молниезащита. План ПС		
			Стадия	Лист	Листов
			Р	1	1

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ

3.1. Основные положения

Уровень электромагнитных помех в условиях эксплуатации и уровень восприимчивости технических средств (ТС) в общем случае являются случайными величинами с распределениями соответственно $f(U_{\text{п}})$ и $G(U_{\text{в}})$ (рис. 3.1).

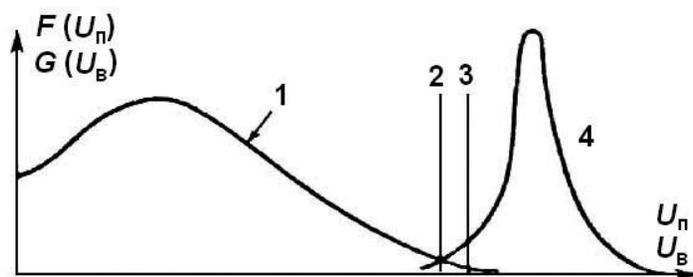


Рис. 3.1. Соотношение между уровнем ЭМП и уровнями помехоустойчивости ЭМС и ТС:

- 1 — уровень электромагнитных помех, $f(U_{\text{п}})$; 2 — уровень электромагнитной совместимости (ЭМС);
3 — уровень помехоустойчивости; 4 — уровень восприимчивости ТС, $G(U_{\text{в}})$

Уровень помехоустойчивости должен быть таким, чтобы обеспечить малую вероятность ухудшения качества функционирования ТС при испытаниях. Уровень электромагнитной совместимости должен выбираться так, чтобы вероятность появления помех с большим уровнем была мала и ухудшение качества функционирования ТС при воздействии помех с амплитудой, меньшей уровня совместимости, было незначительным.

ЭМС обеспечивается, если уровни электромагнитных воздействий не превышают помехоустойчивость оборудования или системы.

Определение наиболее неблагоприятной электромагнитной обстановки (ЭМО), характеризующейся наибольшими, но реально возможными электромагнитными воздействиями, в местах расположения ТС или систем необходимо для проверки электромагнитной совместимости (ЭМС) на действующих объектах и на вновь создаваемых объектах, а также, в случае необходимости, разработки предложений по улучшению ЭМО.

При разработке технических решений по обеспечению ЭМС на любом объекте необходимо иметь четкое представление об источниках электромагнитных воздействий, устройствах и системах (приемниках), которые подвергаются этим воздействиям и механизмах связи источников и приемников электромагнитных воздействий.

Электромагнитная обстановка на энергообъекте достаточно сложна даже в стационарных условиях. Она представляет собой наложение электромагнитных воздействий естественного и искусственного происхождения.

Амплитудно-частотные характеристики электромагнитных воздействий определяют электромагнитную обстановку на объекте.

Характерными источниками электромагнитных воздействий, которые могут оказывать влияние на вторичное оборудование на электрических станциях и подстанциях являются (рис. 3.2):

- напряжения и токи промышленной частоты при коротких замыканиях на землю в распределительных устройствах напряжением выше 1 кВ;
- импульсные помехи при коммутациях и коротких замыканиях в распределительных устройствах;
- импульсные помехи при ударах молнии;

- электромагнитные поля радиочастотного диапазона;
- разряды статического электричества;
- магнитные поля промышленной частоты;
- импульсные магнитные поля;
- помехи, связанные с возмущениями в цепях питания АСТУ постоянного и переменного тока.

Дополнительными источниками электромагнитных возмущений на электрических станциях и подстанциях, которые могут вызвать сбои в работе электронных и микропроцессорных устройств является также такое вспомогательное электрооборудование, как сварочные аппараты, осветительные приборы, мощные тяговые механизмы, бытовые электроприборы, электроинструмент и др.

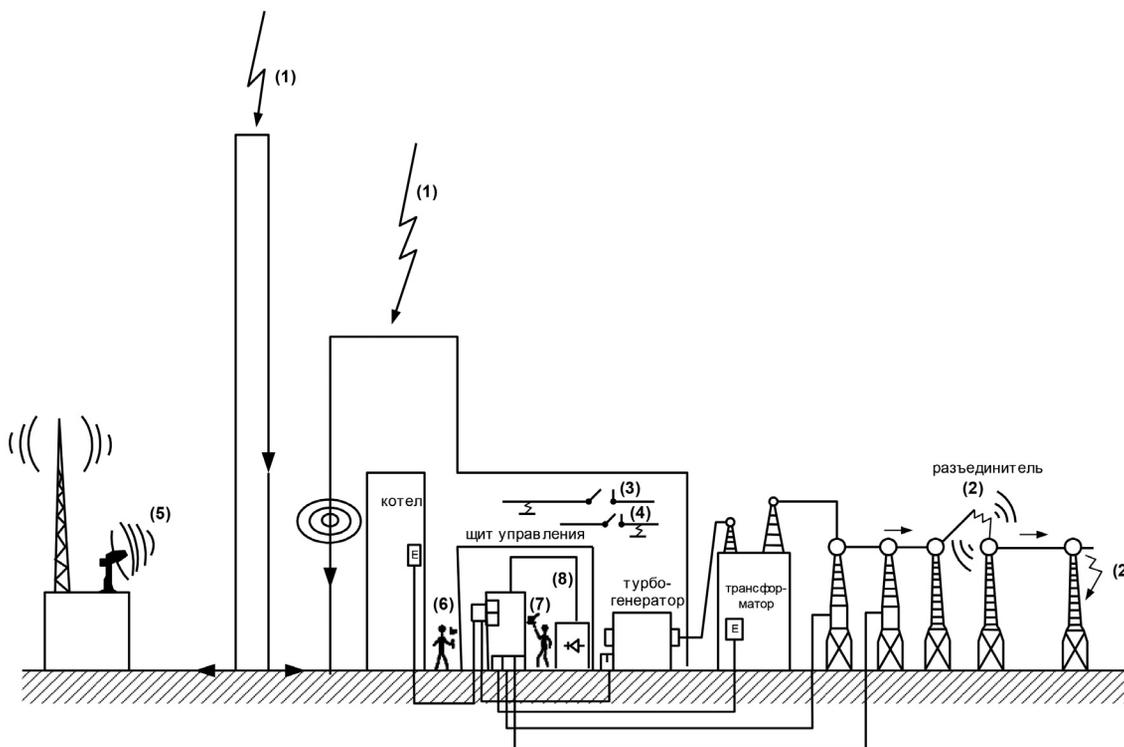


Рис. 3.2. Источники электромагнитных возмущений на электрических станциях и подстанциях:

- 1 — удар молнии; 2 — переключения и короткие замыкания (КЗ) в сети высокого напряжения (ВН);
- 3 — переключения и КЗ в сети среднего напряжения (СН); 4 — переключения и КЗ в сети низкого напряжения (НН);
- 5 — внешние источники радиочастотных излучений; 6 — внутренние источники радиочастотных излучений;
- 7 — разряды статического электричества; 8 — источники кондуктивных помех по цепям питания

Чувствительные к электромагнитным воздействиям оборудование и системы на объектах электроэнергетики:

- релейной защиты;
- электроавтоматики: противоаварийной и автоматического регулирования;
- автоматизированной системы управления технологическим процессом;
- автоматизированной системы диспетчерского управления;
- системы сбора и передачи информации;
- автоматизированной системы контроля, учета и управления электропотреблением;
- оперативных блокировок безопасности;
- противопожарной системы;
- охранной сигнализации.
- видеонаблюдения;
- оперативного постоянного тока;
- электроснабжения переменным током на напряжении 0,4кВ;
- системы управления и сигнализации вспомогательного оборудования;
- диагностики силового оборудования;
- связи.

Определение ЭМО, характеризуемой наибольшими, но реально возможными электромагнитными воздействиями, в местах расположения ТС необходимо выполнять:

- при проверке обеспечения ЭМС ТС на действующих объектах;
- для определения мероприятий по обеспечению ЭМС ТС при разработке проектов реконструкции и техперевооружении энергообъектов;
- перед сдачей вновь строящегося или реконструируемого энергообъекта в эксплуатацию в рамках приемосдаточных испытаний;
- в порядке авторского надзора при строительстве нового или реконструкции действующего энергообъекта.

Достоверные результаты по неблагоприятной ЭМО на энергообъекте могут быть получены лишь при сочетании экспериментальных (натурные эксперименты, имитация электромагнитных воздействий) и расчетных методов.

Натурные эксперименты на действующем объекте не могут воспроизвести все возможные режимы, например, короткие замыкания на шинах РУ или удары молнии, а натурные коммутации силового оборудования, сопровождающиеся измерениями в цепях вторичного оборудования, ограничиваются по условиям работы энергообъекта разовыми экспериментами, как правило, не экстремальными с точки зрения уровней электромагнитных воздействий.

Опыты по имитации электромагнитных воздействий позволяют экспериментально существенно расширить возможности по выявлению наибольших уровней электромагнитных помех.

Натурные и имитационные эксперименты проводят на действующем объекте. Методика экспериментов и технические средства (например, имитаторы воздействий и измерительные приборы) предусматривают проведение работ по определению ЭМО таким образом, чтобы не нарушать нормальную работу энергообъекта и не повреждать вторичного оборудования.

Комплексное сочетание натурных экспериментов с имитацией электромагнитных воздействий и численным анализом полученных результатов позволяет получить картину наиболее неблагоприятной ЭМО.

По результатам измерений и расчетов определяют требования по помехоустойчивости к аппаратуре, устанавливаемой на энергообъекте. Если уровень электромагнитных помех (ЭМП) превышает уровень помехоустойчивости для аппаратуры, должны быть разработаны мероприятия по снижению уровня помех до допустимых значений.

3.2. Проведение измерений и расчетов по определению ЭМО

Методика определения ЭМО на энергообъекте включает в себя следующие основные этапы:

- получение исходных данных об энергообъекте для проведения работ;
- экспериментально-расчетное определение ЭМО на объекте;
- определение соответствия между уровнями помехоустойчивости ТС, установленных на объекте, и ЭМО в местах размещения этих ТС.

Для проведения экспериментальных работ составляют Рабочую программу (Приложение 3.1). По результатам работы составляют Технический отчет и оформляют Протоколы результатов измерений и расчетов по всем указанным видам электромагнитных воздействий (Приложение 3.2).

3.2.1. Определение воздействий напряжений и токов промышленной частоты на вторичное оборудование

При коротком замыкании (КЗ) на землю на шинах РУ в сетях с эффективно заземленной нейтралью наибольший ток промышленной частоты протекает по заземляющему устройству (ЗУ) при однофазном (двухфазном на землю) КЗ. На ЗУ возникает напряжение (по отношению к точке нулевого потенциала). Это напряжение воздействует на проводные кабели связи и телемеханики.

Развитие энергосистем сопровождается ростом токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше. Напряжение на ЗУ подстанций соответственно также возрастает. В связи с этим возникает опасность выноса высокого потенциала в сети 0,4 кВ к потребителю электроэнергии, что приводит к нарушению условий электробезопасности и надежной работы оборудования.

В распределительных сетях (РС) к питающим центрам (ПЦ) относятся электрические подстанции напряжением 35–220 кВ.

В сетях 35 кВ, как правило, нейтраль не заземляется, и при однофазном замыкании на землю через заземляющее устройство ЗУ подстанции протекают небольшие токи. Напряжение на ЗУ устройстве таких подстанций не высокое (мене 5 кВ).

Проблема выноса высокого потенциала с ЗУ подстанций напряжением 110 кВ и выше при КЗ на землю далеко не новая. В ПУЭ главе 1.7 рассматриваются два случая выноса потенциала: при питании по сети 0,4 кВ (собственные нужды) внешнего потребителя электроэнергии и по отходящим коммуникациям (трубопроводы различного назначения, рельсовые пути, металлоконструкции, экраны, броня и оболочки кабелей 6–20 кВ).

В первом случае в соответствии с требованиями ПУЭ питание внешних потребителей должно осуществляться через разделительный трансформатор. Допускается также выполнять питание внешних потребителей от трансформатора с изолированной нейтралью на стороне 0,4 кВ по кабельной линии без металлической оболочки и без брони, или по воздушной линии.

Второй случай выноса высокого потенциала с ЗУ ПЦ на РПС, ТП и, в конечном счете, к потребителю электроэнергии (П) хотя и рассматривается в нормативных документах, но мероприятий по защите от выноса потенциала не предусмотрено. В ПУЭ главе 1.7 указывается, что напряжение на заземляющем устройстве ПЦ при стекании с него тока замыкания на землю не должно, как правило, превышать 10 кВ. Напряжение 10 кВ допускается на заземляющих устройствах подстанций напряжением 110 кВ и выше, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановок. При напряжении на заземляющем устройстве ПЦ более 5 кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

Следует заметить, что на практике встречаются и другие случаи, не указанные в нормативных документах. Например, нередко на переходные пункты (ПРП) напряжением 110–220 кВ питание 0,4 кВ для вторичного оборудования подается от внешнего источника, от ТП, расположенной за территорией переходного пункта. В этом случае, при КЗ на землю на ПРП из-за заноса нулевого потенциала по кабелям 0,4 кВ происходит повреждение вторичного оборудования на ПРП. Для таких случаев следует применять указания по защите от выноса потенциала: применять разделительный трансформатор для питания оборудования ПРП по 0,4 кВ от ТП.

Что касается защиты изоляции кабелей связи и телемеханики, то здесь имеются, по крайней мере, два решения. На практике давно применяются специальные устройства для таких кабелей, которые позволяют устранить опасность повреждения изоляции при КЗ. В настоящее время более распространено применение оптоволоконных линий связи, для которых высокое напряжение на ЗУ подстанции не представляет опасности. Вынос потенциала по трубопроводам различного назначения устраняется применением современных труб из непроводящих материалов.

Остается одна не решенная проблема: вынос высокого потенциала по кабельным линиям (экран, оболочка и броня).

Схема выноса потенциала по кабельным линиям приведена на рис. 3.3, а схема замещения на рис. 3.4.

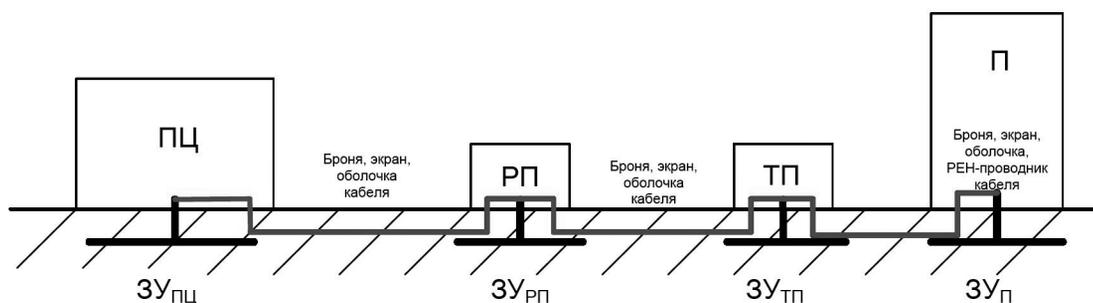


Рис. 3.3. Схема выноса потенциала по кабельным линиям от ПЦ до потребителей электроэнергии

Почему проблема выноса высокого потенциала с ПЦ стала особенно актуальной в настоящее время? Основная причина состоит в том, что в энергосистемах идет постоянный рост токов КЗ на землю. В настоящее время на некоторых подстанциях токи КЗ на землю превышают 60 кА. В ОАО «МОЭСК» принято решения устанавливать выключатели с разрывной способностью 50 кА. Вторая причина состоит в том, что в городских условиях из-за отсутствия больших свободных земельных участков все чаще строятся подстанции с закрытым распределительным устройством (ЗРУ) или с подстанции с распределительным устройством с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

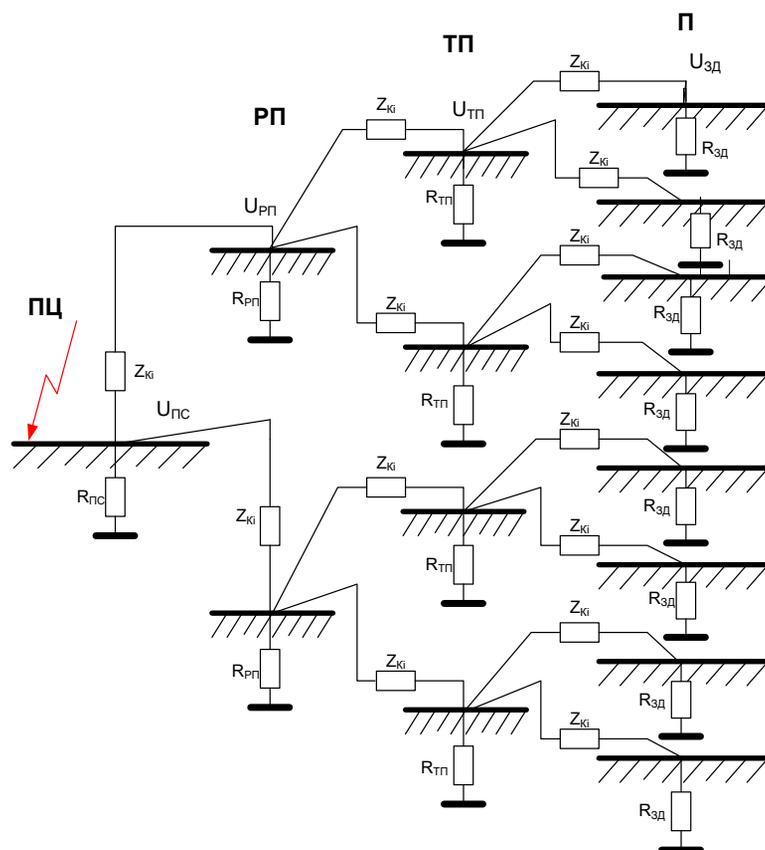


Рис. 3.4. Схема замещения выноса потенциала по кабельным линиям

Чтобы обеспечить напряжение на ЗУ ПЦ менее 5 кВ (в соответствии с требованиями ПУЭ п.1.7.89) при токе КЗ 50 кА необходимо выполнить ЗУ с сопротивлением менее 0,1 Ом.

Рассмотрим, насколько возможно это сделать на практике. По упрощенной формуле сопротивление ЗУ можно определить, как:

$$R_{ЗУ} = 0,44\rho / \sqrt{S} ,$$

где ρ — удельное сопротивление грунта;

S — площадь ЗУ.

Для современных подстанций с КРУЭ площадь ЗУ, как правило, не превышает $100 \times 100 \text{ м}^2$. Удельное сопротивление грунта верхнего слоя должно приниматься с учетом наиболее неблагоприятных климатических условий. Эквивалентное удельное сопротивление грунта обычно не менее 100 Ом·м. Отсюда ясно, что только горизонтальными заземлителями мы обеспечим сопротивление ЗУ существенно больше 0,1 Ом.

Для снижения сопротивления ЗУ применяются глубинные скважные заземлители. Они эффективны лишь тогда, когда достигаются слои с низким удельным сопротивлением грунта. Если этого не происходит, то фактически глубинные заземлители лишь несколько увеличивают площадь стекания тока с ЗУ. Даже если с помощью глубинного заземлителя достигаются слои с низким удельным сопротивлением, при ограниченной площади подстанции, а следовательно и ЗУ, сопротивление менее 0,1 Ом не получается.

Так, например, динамическое сопротивление глубинного заземлителя длиной 100 м составит чуть менее 0,5 Ом при удельном сопротивлении грунта (приведенном к двухслойной модели): верхний слой 200 Ом, нижний слой 20 Ом, глубина раздела слоев 1,5 м. При размерах подстанции $100 \times 100 \text{ м}^2$ можно установить четыре глубинных заземлителя. При этом коэффициент использования будет примерно 0,8. Сопротивление ЗУ составит более 0,1 Ом. Большее количество глубинных заземлителей не даст ожидаемого эффекта, так как коэффициент использования будет уменьшаться.

Практика проектирования ЗУ показала, что даже применение скважных глубинных заземлителей не позволяет снизить сопротивление ЗУ до 0,1 Ом. В большинстве случаев напряжение на ЗУ современных ПЦ превышает 5 кВ. Применение выносного заземлителя в городских условиях невозможно. В этом случае происходит вынос высокого потенциала с ЗУ ПЦ.

Третьей причиной проблемы выноса высокого потенциала с ПЦ к потребителю является применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СШП) с экранами из меди большого сечения.

Высокий потенциал может снижен на РП из-за падения напряжения на сопротивлении Z_{Ki} кабельных линий (см. рис. 3.4). Ранее, когда применялись кабели 6–10 кВ с бумажно-масляной изоляцией, с броней и оболочкой, обычно так и происходило. Во-первых, сопротивление свинцовой или алюминиевой оболочки и брони было относительно высокое, а во-вторых защитный покров не являлся изоляционным материалом. В результате выносимый с ЗУ ПЦ потенциал распределялся равномерно по длине кабеля, и происходило частично стекание тока с брони по длине кабеля, т.е. кабель выполнял функцию дополнительного протяженного заземлителя.

Сопротивление экрана кабеля из СШП существенно ниже. Высокий потенциал с ЗУ ПЦ практически без снижения выносится на РП и далее на ТП.

При этом возникают дополнительные проблемы с обеспечением электробезопасности и ЭМС на ТП и РП.

В ГОСТ 50571.4.44-2011 (МЭК 60364-4-44-2007) «Электроустановки низковольтные. Часть 4-44. Требования по обеспечению безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных помех» установлено требование по наибольшему напряжению на ЗУ в электроустановках 0,4 кВ при выносе потенциала в зависимости от времени отключения КЗ (см. табл. 3.1).

Таблица 3.1

Допустимые значения напряжений на изоляции 0,4 кВ

Допустимое критическое напряжение на оборудовании электроустановки до 1 кВ, В	Время отключения, с
$U_0 + 250$	Св. 5
$U_0 + 1200$	До 5

Эти требования на ТП не обеспечиваются.

У потребителя в здании сложно обеспечить уравнивание потенциалов до безопасных значений для людей и оборудования. Кроме того, в здания приходят различные коммуникации, и существует большая вероятность повреждения оборудования.

Сложность в решении этой проблемы еще в том, что проектирование и эксплуатация ЗУ ПЦ, РП, ТП и электроустановок потребителей осуществляется обычно различными организациями. Решая локальную задачу обеспечения требований по сопротивлению ЗУ и напряжению на ЗУ для отдельного из указанных объектов, проектировщики в настоящее время исключают из рассмотрения вопрос о выносе потенциала. Необходимо вносить коррективы по защите от выноса потенциалов в действующие нормативные документы.

При КЗ на землю потенциал на ЗУ при этом распределяется неравномерно. Если значение разности потенциалов на ЗУ превысит испытательное напряжение для кабелей, подходящих к оборудованию, возможно обратное перекрытие изоляции кабелей или аппаратуры. Кроме того, ток короткого замыкания, распределяясь по заземленным оболочкам, броне и экранам кабелей, вызовет повреждение кабелей, если будут превышены допустимые по термической стойкости токовые нагрузки.

Ток КЗ на землю на шинах РУ, в общем случае, складывается из тока КЗ от трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) и тока КЗ от энергосистемы (ЭНС) (рис. 3.5). От места КЗ ток возвращается в нейтраль Т/АТ и ЭС через заземляющее устройство и непосредственно через землю.

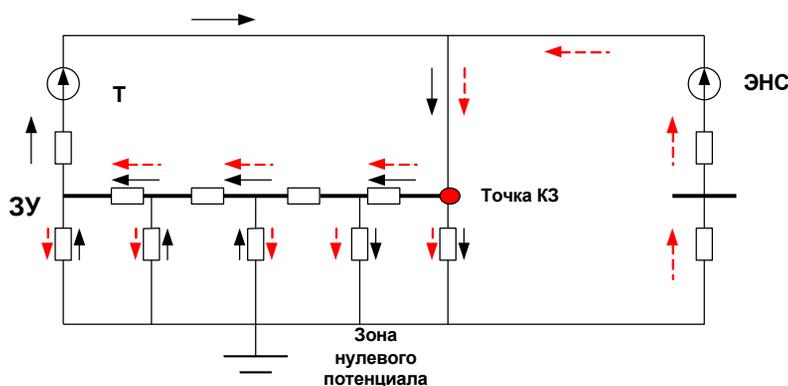


Рис. 3.5. Схема растекания тока при коротком замыкании на землю

Если в соответствии с методом суперпозиции наложить, распределение потенциалов на ЗУ при протекании тока КЗ от Т/АТ на распределение потенциалов при протекании тока от ЭНС, то получим суммарное распределение потенциалов (рис. 3.6).

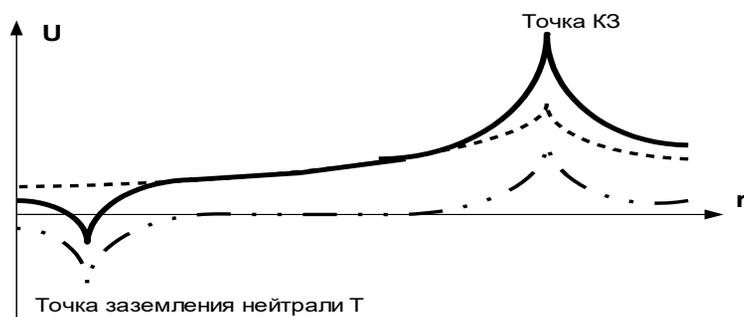


Рис. 3.6. Распределение потенциалов на заземляющем устройстве:
 — суммарное, — от тока Т, — от тока ЭС

В сетях с изолированной нейтралью протекание большого тока по ЗУ возможно при двойном замыкании на землю. В этом случае ток протекает от точки замыкания на землю одной фазы до точки замыкания на землю другой фазы. Распределение потенциалов на ЗУ будет аналогично тому, как при протекании тока от Т/АТ (см. рис. 3.6).

Для того чтобы определить возможные уровни воздействующих на контрольные кабели напряжений и токов при коротком и двойном замыкании на землю, проводят измерения распределения потенциалов и токов на заземляющем устройстве при имитации этих режимов.

Методика проведения работ по определению напряжений и токов промышленной частоты, воздействующих на контрольные кабели и оборудование, представлена в главе 1 п. 1.5.7 и 1.5.8. Результаты измерений и расчетов должны быть отражены в Протоколе №1 (см. Приложение 3.2).

Мероприятия по снижению воздействий до допустимых значений.

1. При значении напряжения на ЗУ выше 5 кВ должны быть разработаны технические решения по уменьшению сопротивления ЗУ.

Уменьшение сопротивления ЗУ может быть достигнуто установкой вертикальных заземлителей по периметру ЗУ, глубинных заземлителей или обсадных труб скважин. Применение вертикальных заземлителей дает положительный эффект лишь при достижении слоев грунта с низким удельным сопротивлением.

При наличии вблизи объекта участков грунта с низким удельным сопротивлением можно снизить сопротивление ЗУ, оборудовав выносной заземлитель, обеспечив в месте его расположения условия электробезопасности.

При невозможности (или экономической нецелесообразности) выполнения указанных мероприятий, обеспечивают защиту отходящих проводных коммуникаций или применяют волоконно-оптические линии связи.

2. Если напряжение на ЗУ между точкой КЗ (или местом заземления нейтрали АТ/Т) и местом расположения вторичного оборудования, к которому приходят кабели с РУ, превышает 2 кВ, то необходимо применять технические решения по выравниванию потенциалов на ЗУ.

Для снижения потенциала на ЗУ оборудования (включая место заземления АТ/Т) выполнить соединения с сеткой заземлителей дополнительными параллельными заземляющими проводниками, увеличить сечение заземляющих проводников, уменьшить шаг сетки заземлителей вблизи оборудования или применить материал с более высокой проводимостью (например, медь).

Для снижения разности потенциалов на ЗУ следует: уменьшить шаг сетки заземлителей; увеличить сечение заземлителей или применить материал с большей проводимостью; проложить в кабельных каналах дополнительные параллельные заземляющие проводники. При наличии нескольких ОРУ следует увеличить количество связей по заземлителям между ОРУ.

3. Для устранения опасности термического повреждения кабелей должны быть последовательно применены технические решения:

- увеличение количества связей ЗУ РЩ (ОПУ, ГРЩ) с сеткой заземлителей;
- прокладка в кабельной канализации параллельного проводника;
- использование кабелей с увеличенным сечением экрана, брони или оболочки.

3.2.2. Импульсные помехи при коммутациях силового оборудования и коротких замыканиях на шинах распределительного устройства

Возникновение импульсных помех в цепях вторичной коммутации связано со следующими видами возмущений в первичных цепях: короткие замыкания на землю на шинах РУ; коммутации разъединителями, короткозамыкателями и выключателями; срабатывания разрядников.

Коммутации высоковольтными выключателями и разъединителями (рис. 3.7, 3.8)) на электростанциях и подстанциях (и КЗ в первичных цепях) вызывают электромагнитные помехи вследствие резкого изменения напряжения ΔU на шинах высокого напряжения распределительного устройства подстанции или станции.



Рис. 3.7. Коммутация разъединителем на ОРУ 500 кВ



Рис. 3.8. Коммутация разъединителем на ОРУ 330 кВ

Изменение напряжения ΔU в первичной цепи вызывает в ней переходный процесс и появление колебательных затухающих импульсов тока и напряжения (серию импульсов в случае повторных зажигания дуги) (рис. 3.9–3.12).

Чем ближе проходит трасса контрольных кабелей к шинам высокого напряжения, тем выше уровень помех. При прокладке кабелей в лотках уровень помех ниже, чем для контрольного кабеля, проложенного по той же трассе на поверхности земли из-за взаимного экранирования кабелей в лотке. Для кабелей, проложенных в кабельном канале в земле ниже контура заземления, уровень помех снижается в сотни раз по отношению к уровню помех в контрольном кабеле на поверхности земли.



Рис. 3.9. Импульсные помехи при коммутации разъединителем в контрольном проводе (1) и цепях управления выключателем (2)

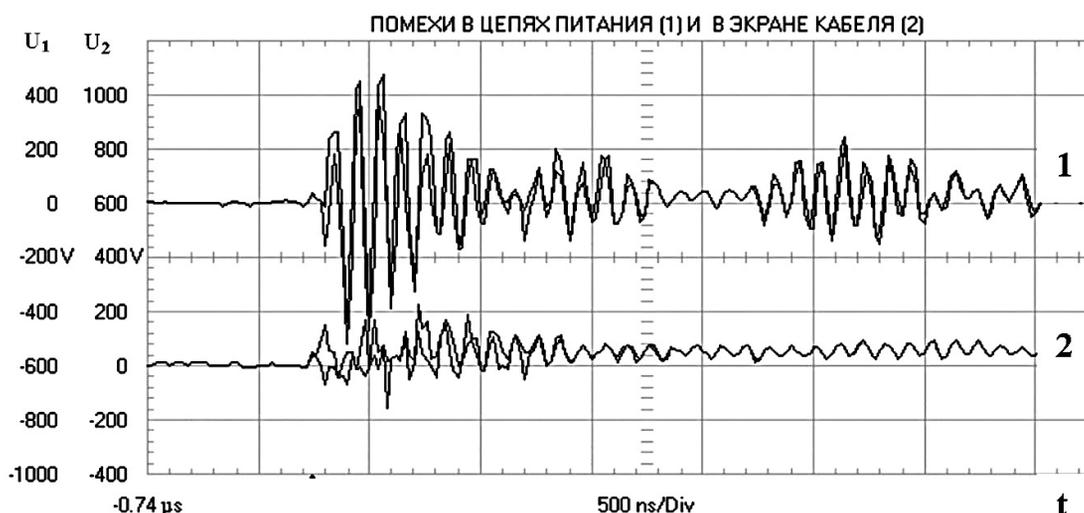


Рис. 3.10. Импульсные помехи при коммутации разъединителем в цепях питания датчиков автоматики (1) и в экране коаксиального кабеля (2) элегазовой подстанции 110 кВ

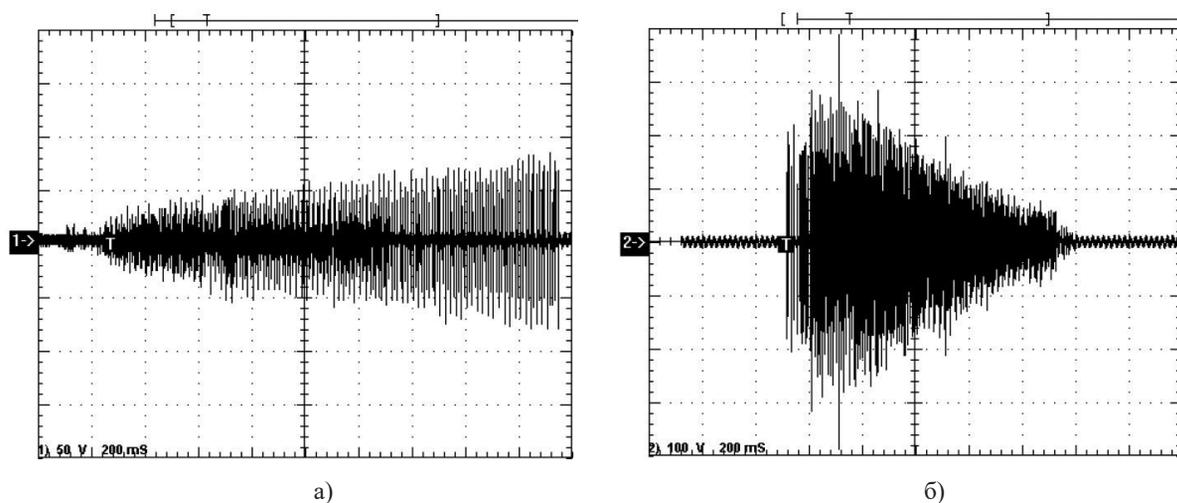


Рис. 3.11. Серия импульсных помех при коммутации разъединителей:
а) отключении разъединителя 330 кВ, масштаб 50 В/дел, 200 мс/дел;
б) при включении разъединителя 400 кВ, масштаб 100 В/дел, 200 мс/дел

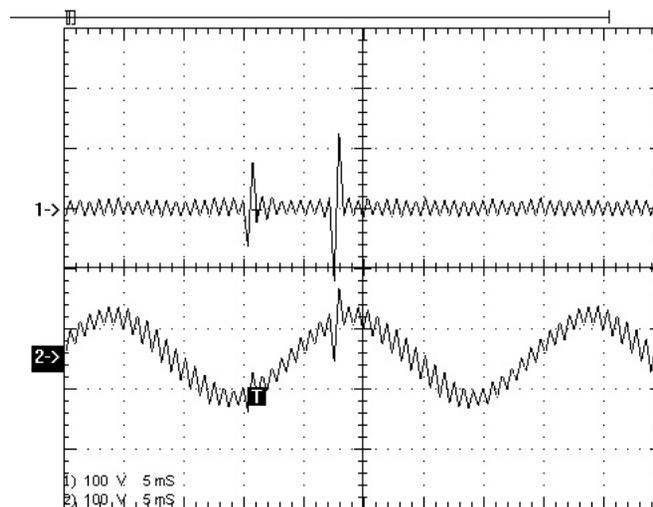


Рис. 3.12. Импульсные помехи в цепях напряжения при коммутации выключателем 330 кВ:

1 — фаза В (заземлена), 2 — фаза А; масштаб 100 В/дел, 5 мс/дел

Наибольшие уровни помех регистрируются в измерительных цепях напряжения, заземленных в распределительном устройстве. В некоторых случаях наблюдаются резонансные явления, когда амплитуда помех возрастает в несколько раз. В частотном спектре импульса присутствуют несколько составляющих. Диапазон изменения этих частот для энергообъектов лежит в интервале от десятков кГц до десятков МГц. Основная частота помехи увеличивается с уменьшением размеров распределительного устройства. Для РУ с элегазовой изоляцией основная частота на порядок больше, чем для ОРУ.

3.2.2.1. Исходные данные

Необходимыми данными для проведения измерений и расчетов импульсных помех являются:

- электрическая оперативная схема;
- план расположения оборудования с трассами прокладки кабелей;
- состав и расположение вторичного оборудования;
- электрические связи аппаратуры с силовым оборудованием (по кабельному журналу);
- удельное сопротивление грунта (геоэлектрический разрез);
- места заземления цепей напряжения и тока вторичного оборудования;
- сечение проводов на ОРУ (геометрия и конструкция фазы);
- высоты подвеса ошиновки ВН.

3.2.2.2. Импульсные помехи, обусловленные подъемом потенциала заземлителя

При коммутациях (через емкости оборудования на землю) и коротких замыканиях на землю (через место замыкания) в ЗУ проходит импульсный ток высокой частоты. На оборудовании возникает скачок потенциала. Возросший потенциал с определенным коэффициентом ослабления передается по кабелям на вход вторичного оборудования.

Методика проведения работ по определению импульсных помех, обусловленных подъемом потенциала заземлителя, воздействующих на контрольные кабели и оборудование, представлена в главе 1 п. 1.5.9. Результаты измерений и расчетов должны быть отражены в Протоколе № 2 (см. Приложение 3.2).

Результаты измерений помех во вторичных цепях пересчитывают к наибольшему возможному значению ВЧ составляющей тока КЗ ($I_{вч}$).

Реальный ток КЗ определяют расчетом или для приближенной оценки берут из табл. 3.2 и 3.3, где $U_{ном}$ — номинальное напряжение первичных цепей; $I_{вч}$ — наибольшее значение ВЧ составляющей тока КЗ; $f_{осч}$ — основная частота колебаний импульсного тока.

Таблица 3.2

Параметры ВЧ составляющей тока КЗ (для ОРУ)

$U_{ном}$, кВ	110	220	330	500	750
$I_{вч}$, кА	1,2	2,5	4,0	6,0	11,0
$f_{осч}$, МГц	1	0,8	0,3	0,15	0,1

Параметры ВЧ составляющей тока КЗ (для КРУЭ)

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	220	330	500
$I_{\text{вч}}, \text{кА}$	6	12	18	25
$f_{\text{осн}}, \text{МГц}$	2	2	2	2

Мероприятия по снижению воздействий до допустимых значений. Если потенциал на оборудовании превышает допустимое значение, то должны быть последовательно приняты технические решения по уменьшению импульсного сопротивления ЗУ:

- увеличение числа заземляющих проводников;
- уменьшение шага сетки заземлителя вблизи оборудования;
- установка дополнительных вертикальных заземлителей вблизи оборудования.

3.2.2.3. Импульсные излучаемые помехи

При коммутациях первичного оборудования и при КЗ по ошиновке РУ протекают импульсные токи. Электромагнитные поля от этих токов взаимодействуют с кабелями цепей вторичной коммутации и в результате этого взаимодействия в них наводятся импульсные помехи. Наибольший уровень излучаемых помех наблюдается при КЗ на шинах РУ (определяется расчетом).

Расчеты импульсных помех во вторичных цепях (при коммутациях и КЗ в первичных цепях) рекомендуется проводить с помощью компьютерной программы (например, «Interferences», разработанной по заданию РАО «ЕЭС» РФ и апробированной в электроэнергетике).

Необходимыми данными для расчетного определения импульсных помех, обусловленных переходными процессами в первичных цепях, являются: электрическая оперативная схема электросетевого объекта; удельное сопротивление грунта (геоэлектрический разрез); план расположения первичного оборудования, высота подвеса ошиновки высокого напряжения; состав, расположение вторичного оборудования и план кабельных связей с силовым оборудованием.

В компьютерной программе необходимо смоделировать нормальную оперативную схему первичных цепей при помощи емкостей оборудования на землю и ошиновки, а также вторичные кабели, проложенные по кабельным трассам от силового оборудования до релейного щита или другого помещения с вторичным оборудованием.

В расчетной модели допускается рассматривать одну фазу первичных цепей, ближайшую к кабельным трассам. Вторичные кабели располагают на поверхности земли, без экрана. На ошиновке и оборудовании задают номинальное амплитудное фазное напряжение.

В схеме замещения первичной цепи (в узле) моделируются КЗ и проводится расчет переходного процесса. Должны быть определены амплитудно-частотные характеристики импульсных токов в первичных цепях и наибольшее расчетное значение напряжения, воздействующее на изоляцию кабелей и входы вторичного оборудования. Расчет следует проводить для нескольких точек КЗ, определяя наиболее опасный случай. Как правило, достаточно провести расчет для 4–5 точек КЗ.

Рассчитанные значения наведенных импульсных напряжений в кабелях следует пересчитать с учетом коэффициента экранирования. Амплитуда импульсных напряжений обратно пропорциональна коэффициенту экранирования. Общий коэффициент экранирования получают перемножением коэффициентов отдельных элементов.

Значения коэффициентов экранирования, с учетом частотных характеристик импульсных токов в первичных цепях, можно получить по зависимостям, приведенным в Приложении 3.3 или имитационными измерениями.

Имитация импульсных излучаемых помех. На основании исходных данных для каждого РУ определяют трассы прокладки кабелей от высоковольтного оборудования до помещений, где установлены устройства ТС.

Из всех кабельных трасс выбирают главные участки, по которым проходит основная часть кабелей. Конфигурация главного участка может быть линейной или состоящей из двух отрезков (например, объединенных под прямым углом). Эти участки используют для имитации полевого воздействия.

Если на РУ имеется несколько кабельных трасс, выполненных при помощи различных кабельных сооружений (например, одна трасса в виде кабельного тоннеля и одна трасса в виде кабельного лотка), то для измерений необходимо выбрать главные участки на каждой из трасс.

Для проведения измерений из всех видов кабелей, проходящих по рассматриваемому участку трассы, выбирают по 1–2 образца каждой группы кабелей: кабели с экраном, кабели без экрана, кабели в оболочке, из которых выбирают наиболее длинные. Кабели подбирают таким образом, чтобы в них имелись либо свободные жилы (с неповрежденной изоляцией), либо рабочие жилы, у которых нагрузка со стороны аппаратуры имеет сопротивление более 1 кОм.

Вдоль кабельных трасс, по которым проложены выбранные для измерений кабели, прокладывают контрольные провода. Контрольные провода прокладывают по поверхности грунта рядом с каналом или лотком таким образом, чтобы длина провода была примерно равна длине кабеля.

Параллельно выбранному участку кабельной трассы (на расстоянии не менее 5 м от контрольного провода) на высоте 1–1,5 м подвешивают провод, моделирующий ошиновку. К этому проводу подключают генератор высокочастотных импульсов (рис. 3.13).

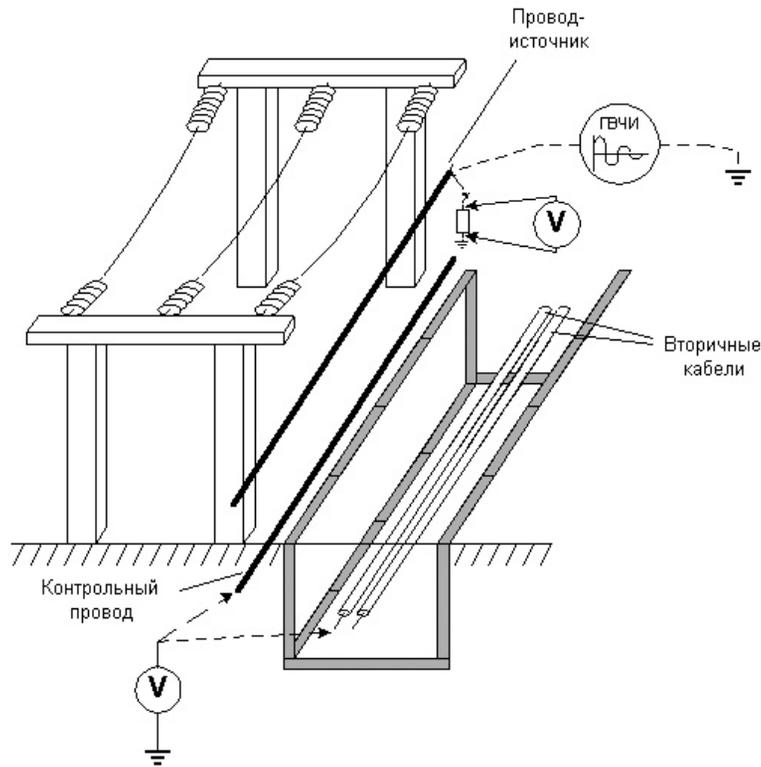


Рис. 3.13. Схема имитации излучаемых помех

На контрольном проводе и на выбранных кабелях в месте установки ТС при выключенном генераторе импульсным вольтметром измеряют фоновые значения помех.

Включают генератор и, при фиксированных амплитуде и частоте колебаний импульса тока, проводят измерения наведенных помех: на контрольном проводе ($U_{\text{пров}}$) и на выбранных кабелях ($U_{\text{цепи}}$) импульсным вольтметром или осциллографом.

Имитационные испытания проводят на тех же частотах, что и при распространении импульсных помех по заземляющему устройству.

Отношение напряжений $K_{\text{экр}} = U_{\text{пров}} / U_{\text{цепи}}$ является общим коэффициентом экранирования, оно показывает, во сколько раз по сравнению с одиночным проводом излучаемая помеха ослабляется соседними жилами в кабеле, соседними кабелями в кабельном канале, металлоконструкциями кабельного канала, экранами и оболочками кабеля. Коэффициент экранирования, являющийся характеристикой данного объекта, затем используют в расчетах.

Измерения проводят на всех кабелях, проходящих по данному главному участку, после чего, провод — источник помех перевешивают параллельно другому главному участку кабельной трассы и проводят измерения на кабелях, проходящих по этому главному участку.

На строящемся объекте в качестве источника излучаемой помехи может быть использована непосредственно высоковольтная ошиновка. Для этого собирают рабочую схему РУ, подают от постороннего источника переменного или постоянного напряжения (от 200 В до 1000 В) на ошиновку, осуществляют замыкание на ЗУ и измеряют импульсные помехи в цепях вторичной коммутации (рис. 3.14).

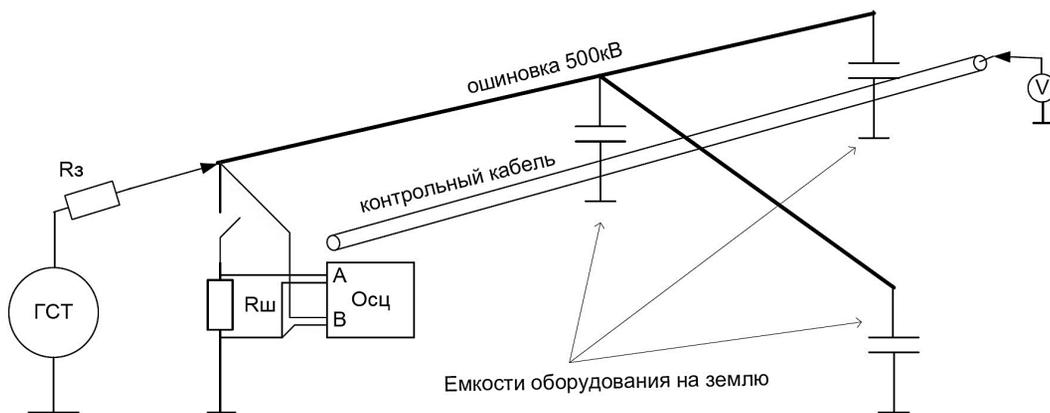


Рис. 3.14. Схема эксперимента по разряду шин 500 кВ

Значения амплитуды импульсных помех при реальном КЗ пропорционально отношению реального напряжения к напряжению при на шинах при имитационных экспериментах.

Схема ОРУ и кабельные трассы были смоделированы при помощи программы «Interferences». Были проведены расчеты переходных процессов при КЗ и коммутациях и получены осциллограммы токов разряда и напряжений, наведенных во вторичных цепях. Сравнение результатов расчетов с данными измерений показало хорошее совпадение как в части расчета переходного процесса, так и в части расчета наведенных напряжений.

При вводе подстанции в эксплуатацию проводились измерения помех при коммутациях и искусственно организованном КЗ на ОРУ-750 кВ. Результаты измерений при этом показали хорошее совпадение с результатами имитационных измерений и расчетов.

Измерение импульсных помех при коммутациях силового оборудования. Целью измерений является определение амплитуды и спектрального состава импульсных помех в цепях измерения, управления, сигнализации и питания вторичного оборудования при коммутациях силового оборудования. Измерения проводят при операциях с силовыми выключателями, разъединителями, короткозамыкателями на РУ напряжением 6 кВ и выше.

Наибольшие помехи возникают при коммутациях: включение/отключение шинных и линейных разъединителей на отключенный выключатель; включение/отключение силовым выключателем или обходным разъединителем обходной системы шин; включение участка ненагруженной линии; включение/отключение силовых автотрансформаторов, трансформаторов, шунтирующих реакторов; коммутации протяженных отрезков шин разъединителями и силовыми выключателями.

Регистрацию помех проводят в цепях измерения, управления, сигнализации и питания вторичного оборудования. Наибольший уровень помех следует ожидать: в измерительных цепях, заземление которых выполнено на РУ; в цепях, которые проложены по территории РУ в кабельных лотках или каналах.

Измерительную аппаратуру подключают по схеме общего вида (схема «провод — земля», в качестве «земли» выступает корпус аппаратуры) и схеме дифференциального типа (схема «провод — провод») на панелях и в шкафах, где установлены ТС, и проводятся следующие виды измерений: осциллографирование помех; регистрация максимальной амплитуды и числа импульсов.

При измерениях используют осциллографы с полосой пропускания не менее 10 МГц для объектов с открытым РУ и не менее 50 МГц для подстанций с элегазовой изоляцией. Максимальное значение импульсных помех в отдельных случаях может достигать 10–15 кВ. Чтобы исключить повреждение измерительной аппаратуры применяют специальные делители напряжения. Питание осциллографов осуществляют либо от независимого источника (например, встроенной аккумуляторной батареи), либо от общей сети через разделительный трансформатор и при наличии устройств, ограничивающих перенапряжения.

Последовательность действий при измерениях следующая:

- 1) измерительная аппаратура подключается к измеряемым цепям;
- 2) после сигнала о готовности измерительной аппаратуры производится коммутация;
- 3) результаты измерений сохраняются в компьютере или памяти осциллографа;
- 4) выполняется следующая коммутация;
- 5) пункты 2–4 повторяются до окончания всех коммутаций;
- 6) измерительная аппаратура отключается от цепей. Проверяется правильность соединения цепей.

Обработка результатов измерений и расчеты. Окончательный вывод об уровне полевых помех делают на основании расчетов.

В программе собирают схему замещения для одного РУ, состоящую из следующих элементов: шины и емкости первичного оборудования, а также контрольные провода, моделирующие кабели цепей вторичной коммутации.

Схему замещения собирают для одной фазы, расположенной на наименьшем расстоянии от кабельной трассы. Если конфигурация такова, что выявить ближайшую фазу к кабельной трассе на всем протяжении затруднительно, составляют схемы для каждой из наиболее близких фаз и расчеты проводят для каждой из схем.

Собирают исходную схему для нормального режима, а затем перед расчетом каждой коммутации или КЗ изменяют исходную схему.

Емкостями замещают следующие элементы: силовые трансформаторы, трансформаторы напряжения, выключатели, трансформаторы тока. Контрольные провода прокладывают по основным кабельным трассам, по которым они прокладывались при измерениях. В схеме замещения для данного РУ моделируют только те кабельные трассы, которые проходят по территории данного РУ. Для расчета помех при КЗ на исходной схеме задают точку КЗ и запускают программу на счет.

При расчете помех при коммутациях в программе исходную нормальную схему модифицируют так, чтобы она являлась начальной схемой до коммутации и запускают программу на счет. В результате расчета определяют амплитудно-частотные характеристики напряжения на контрольных проводах в месте установки аппаратуры АСТУ. Результаты расчета сравнивают с результатами измерений. При расхождении результатов расчетов и измерений более, чем на 20 % уточняют расчетную схему и исходные данные для расчета (например, удельное сопротивление грунта).

Достаточно провести расчеты для 4–5 точек КЗ на сборных шинах и в 1–2 точках в каждой ячейке. Если электрическая схема не содержит сборных шин, то расчеты проводят для $(1-2) \cdot n$ (n — число силовых выключателей) точек равномерно по всему РУ. Так, если на РУ три выключателя (схема «мостик»), то расчеты достаточно провести для 3–6 точек (в зависимости от площади РУ) с учетом рекомендаций, приведенных выше.

Для нормальной оперативной схемы РУ проводят расчеты для следующих видов коммутаций: включение шинного или линейного разъединителя на отключенный силовой выключатель, подача напряжения на обходную систему шин выключателем, включение силового трансформатора (автотрансформатора) или включение ненагруженной линии выключателем, вывод в ремонт рабочей системы шин.

После проведения расчетов для нормальной оперативной схемы РУ проводят расчеты излучаемых помех для других возможных конфигураций первичной схемы, связанных с выводом оборудования в ремонт. Моделируют ситуации (для каждого присоединения), при которых значительно меняется конфигурация исходной схемы:

- выведенный в ремонт выключатель (особенно для схем с обходной системы шин);
- выведенное в ремонт присоединение (линия, трансформатор, автотрансформатор);
- выведенная в ремонт рабочая система шин.

Для каждой схемы, отличной от нормальной оперативной, проводят расчеты полевых помех при КЗ.

Из полученных результатов расчетов выбирают наибольшие значения (для коммутаций и КЗ) для каждой основной кабельной трассы.

Результаты расчетов для контрольных проводов приводят к реальным вторичным цепям. Для этого, выбирают одну из цепей. Определяют трассу, по которой проложен кабель с выбранной цепью, например, по трассе №1. Наибольшие значения полевых помех при КЗ или коммутациях определяют как

$$U_{\text{пом, цепи}} = U_{\text{контр. каб. трасса №1}} / K_{\text{экр. цепи. каб. тр. №1}}$$

где $U_{\text{пом, цепи}}$ — максимальная излучаемая помеха в выбранной цепи управления выключателя при КЗ или коммутациях;

$U_{\text{контр. каб. трасса №1}}$ — максимальная помеха на контрольном проводе, проложенном по трассе №1;

$K_{\text{экр. цепи. каб. тр. №1}}$ — коэффициент экранирования для выбранной цепи, проложенной по трассе №1.

Допускается применять другие методы моделирования и расчета, если они обеспечивают такую же или более высокую точность.

Результаты измерений и расчетов оформляют в виде Протокола №3, приведенного в Приложении 3.2.

Если требования ЭМС не выполняются (расчетные значения выше допустимых), то для снижения уровня импульсных помех в кабельных линиях следует применить какое-либо из ниже указанных мероприятий по снижению уровня импульсных помех.

Дополнительное экранирование кабельных трасс:

— применение кабелей с более высоким коэффициентом экранирования (см. Приложение 3.3 к настоящему МУ);

— применение кабельных лотков, обеспечивающих дополнительное экранирование (с встроенной сеткой или цельнометаллические);

— прокладка кабелей в трубах, бронешлангах.

Удаление от ошиновки РУ:

— размещение ниже поверхности земли (в кабельных каналах);

— увеличение расстояния (в плане) между отдельными участками кабельной трассы и параллельными участками ошиновки (системы шин или ошиновки Т, АТ, конденсаторов);

— изменение направления трассы таким образом, чтобы большая часть ее проходила перпендикулярно (в плане) ошиновке;

— применение глубоких кабельных коммуникаций (заглубленные каналы, тоннели);

— использование специальных кабельных трасс, проходящих в обход РУ или перпендикулярно ошиновке, для отдельных цепей (локальная компьютерная сеть, интерфейсы связи пожарной сигнализации, цепи технологического видеонаблюдения);

Выставление специальных требований производителям аппаратуры по увеличению уровня помехоустойчивости устройств.

3.2.3. Импульсные помехи при ударах молнии

Молниезащитные устройства на электросетевых объектах обеспечивают защиту оборудования, зданий и сооружений от прямых ударов молнии. Электромагнитное воздействие молнии на вторичное оборудование следует определять при ударах молнии в молниеотводы.

Нормируемыми параметрами при определении уровней электромагнитных воздействий молнии принимают:

— напряженность импульсного магнитного поля в местах размещения вторичного оборудования;

— напряжение на токоотводах и ЗУ молниеотводов в местах прокладки вторичных кабелей;

— наведенные во вторичных цепях импульсные напряжения.

Наибольшее значение напряженности импульсного магнитного поля в местах размещения вторичного оборудования не должно превышать 300 А/м. Наибольшее напряжение на токоотводах и ЗУ молниеотводов по отношению к вторичным кабелям не должно превышать значения напряжения электрического пробоя с токоотводов и ЗУ на кабели. Среднюю напряженность электрического пробоя в грунте принимают 300 кВ/м, а в воздухе — 500 кВ/м. Напряженность электрического пробоя по поверхности земли принимают 100 кВ/м.

При прохождении трассы вторичных кабелей вблизи молниеотводов возможен пробой изоляции кабелей из-за высокого потенциала на поверхности земли. Среднюю напряженность электрического пробоя изоляции кабелей принимают в соответствии с данными производителя (например, для кабелей типа КВВГ не более 15 кВ/мм).

Наибольшее значение импульсного потенциала, выносимого по ЗУ в точки заземления вторичных цепей (цепи тока и напряжения), не должно превышать испытательное напряжение (с учетом коэффициента ослабления при прохождении импульса от РУ до РЩ) вторичного оборудования. Коэффициент ослабления определяется расчетом с помощью компьютерной программы. Для вторичных цепей, которые не заземляются на РУ, импульсный потенциал не должен превышать 10 кВ. Наименьшее значение коэффициента ослабления для таких цепей принимают равным 10.

Наведенные от молнии импульсные напряжения во вторичных цепях не должны превышать значений испытательных напряжений вторичного оборудования на помехоустойчивость.

3.2.3.1. Исходные данные

Необходимыми данными для определения наводимых импульсных помех и потенциалов на ЗУ являются:

— план расположения оборудования и молниеотводов с трассами прокладки кабелей;

- состав установленной аппаратуры;
- удельное сопротивление грунта;
- схема токоотводов и заземления молниеприемников.

Нормируемые параметры тока молнии для принятых уровней надежности защиты приведены в табл. 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4

Параметры тока положительной молнии

Параметры тока	Уровень защиты		
	I	II	III–IV
Максимальное значение I_M , кА	200	150	100
Длительность фронта T_1 , мкс	10	10	10
Длительность импульса T_2 , мкс	350	350	350
Заряд Q_S , Кл	100	75	50
Удельная энергия W/R , МДж/Ом	10	5,6	2,5

Таблица 3.5

Параметры повторных импульсов тока отрицательной молнии

Параметры тока	Уровень защиты		
	I	II	III–IV
Максимальное значение I_M , кА	50	37,5	25
Длительность фронта T_1 , мкс	0,25	0,25	0,25
Длительность импульса T_2 , мкс	100	100	100
Средняя крутизна di/dt , кА/мкс	200	150	100

Для электросетевых объектов в соответствии с СО153-34.21.122-2003 рекомендуется, как правило, принимать уровень надежности защиты IV. Для зданий и сооружений, расположенных на электросетевом объекте, по условиям взрыво- и пожароопасности, а также по требованиям надежного функционирования объекта могут быть приняты более высокие уровни надежности защиты.

3.2.3.2. Импульсные излучаемые помехи

Импульсные излучаемые помехи определяют путем расчета по расчетной программе (например, «Interferences»), разработанной по заданию РАО «ЕЭС» РФ и апробированной в электроэнергетике).

Для открытых распределительных устройств определяют напряжения, наводимые в кабелях вторичной коммутации при ударах молнии в молниеотводы, расположенные вблизи трасс прокладки кабелей.

Для зданий и сооружений определяют напряжения, наводимые в кабелях при протекании тока молнии по токоотводам молниеприемника здания. При расчетах учитывают коэффициент экранирования электромагнитного поля молнии, так как обычно используются экранированные кабели, проложенные в кабельных каналах или коробах.

Имитация молнии с помощью вертикального расположенного проводника. Для оценки наведенных импульсных перенапряжений условия имитации молнии с помощью генераторов не адекватны реальным процессам. Очевидно, что поле, созданное током в замкнутом контуре сравнительно небольшого размера, может отличаться от поля тока, проходящего по каналу молнии. При определении наведенных импульсных перенапряжений в цепях вторичной коммутации необходимо применять метод имитации молнии с помощью вертикально расположенного проводника. Этот метод позволяет также определить реальные коэффициенты ослабления электромагнитного поля, которые используются при расчетах.

Вклад в генерирование помехи от различных частей канала молнии зависит от расстояния от них до какой-то конкретной точки (или области) на территории подстанции. Импульсная помеха генерируется частями канала молнии, расположенными в непосредственной близости к поверхности земли.

Были проведены эксперименты, при которых регистрировались импульсные помехи в отрезках кабелей, созданные электромагнитными полями токов в вертикально расположенном проводнике (рис. 3.15) и в замкнутом контуре.

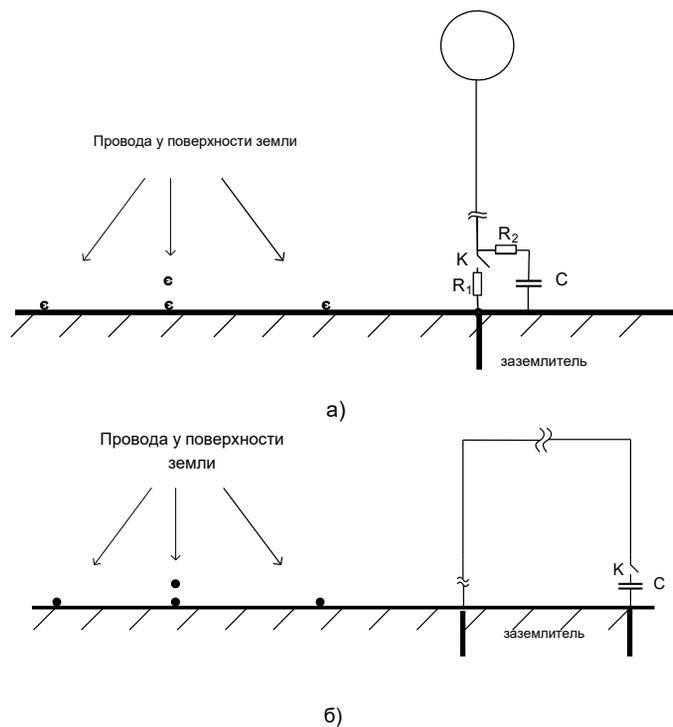


Рис. 3.15. Схема имитации молнии с помощью вертикально расположенного проводника

На поверхности земли на разных расстояниях от вертикального проводника были расположены провода в изоляции (один провод с экраном), в которых регистрировались импульсные помехи относительно «земли» (рис. 3.16).

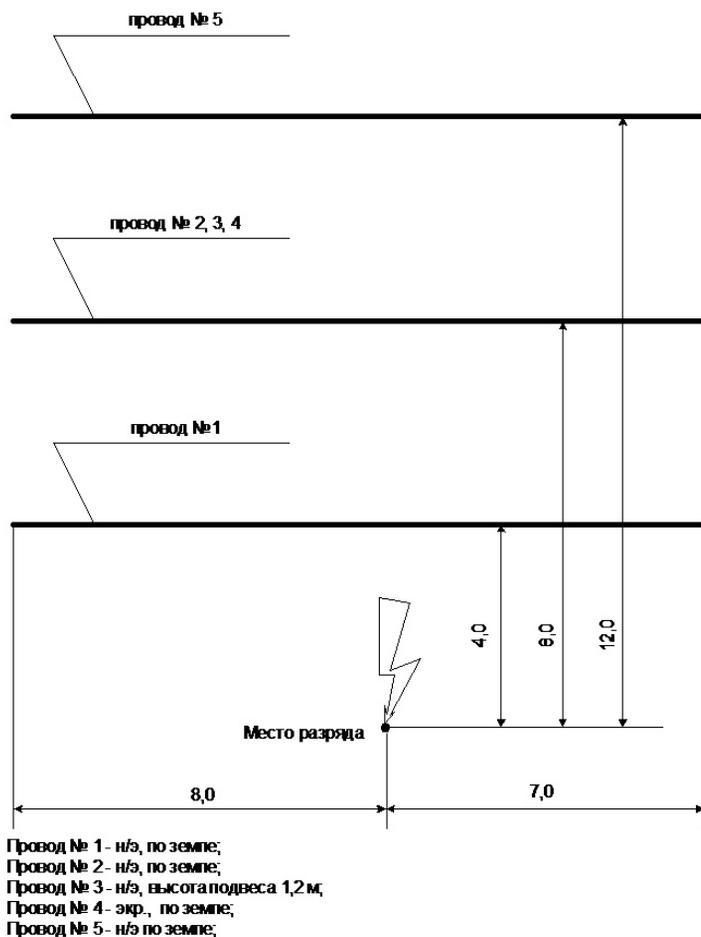
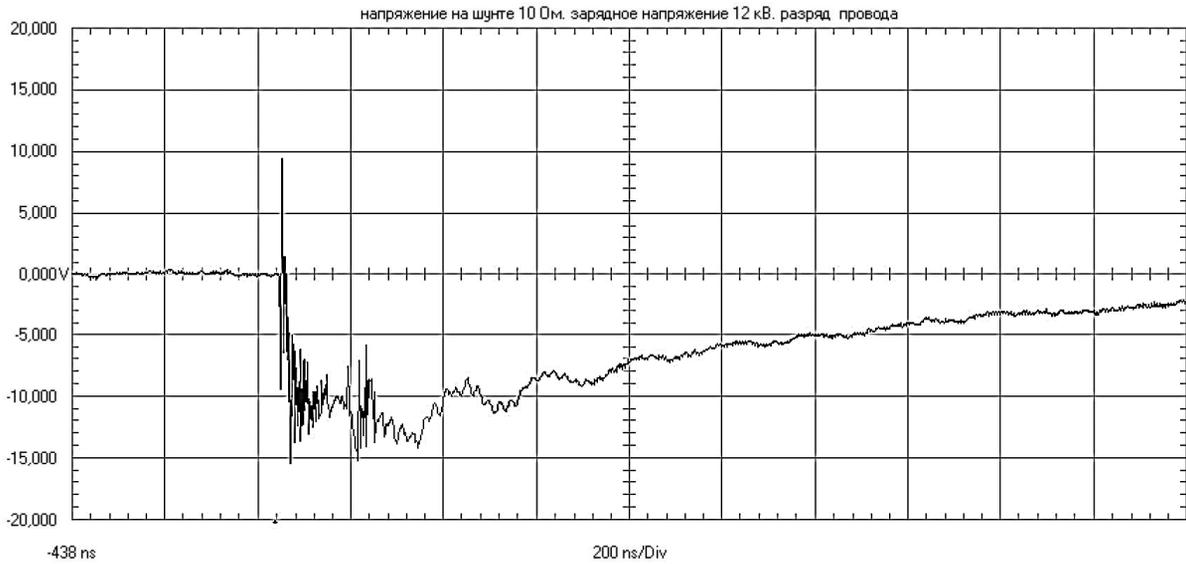


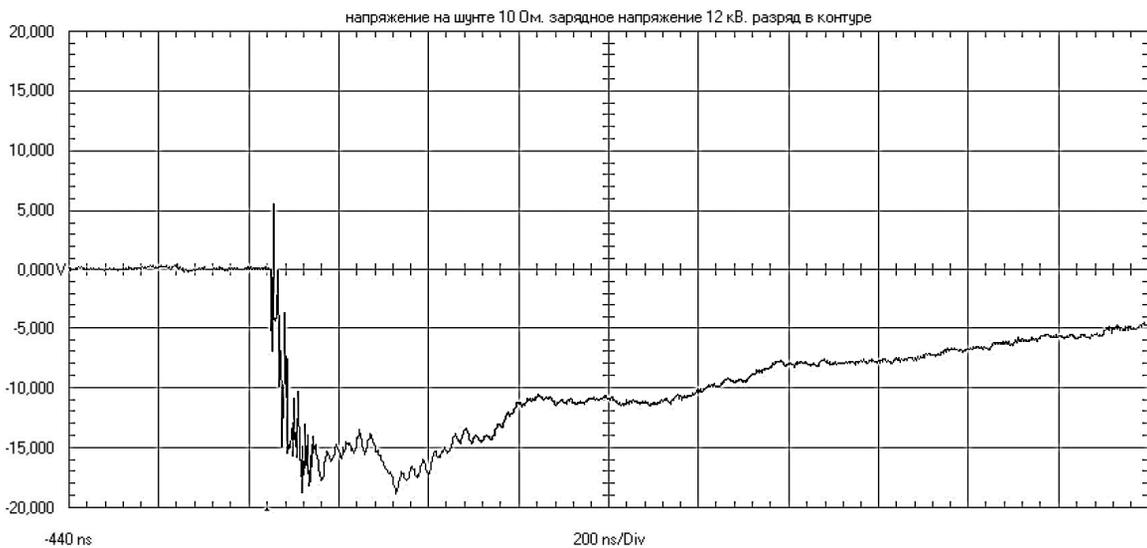
Рис. 3.16. Схема расположения проводников

Измерения проводились с двумя источниками электромагнитного поля. Первым являлся вертикальный провод, поддерживаемый проводящей оболочкой. Провод заряжался до напряжения от 10 до 22 кВ, а затем через шаровой разрядник разряжался на землю через сопротивление и вертикальный заземлитель. В процессе измерений изменялась длина провода от 10 до 25 м. Вторым источником электромагнитного поля был замкнутый контур с размером по вертикали 10 м и по горизонтали 15 м. Для создания тока в контуре использовался разряд предварительно заряженного конденсатора.

Характерные осциллограммы токов разряда вертикального провода (а) и конденсатора в замкнутом контуре (б) приведены на рис. 3.17. Для измерения тока в разрядную цепь включался коаксиальный токовый шунт сопротивлением 10 Ом. Зарядное напряжение в экспериментах изменялась от 11 кВ до 26 кВ. Амплитуда импульса изменялась путем изменения зарядного напряжения конденсатора C .



а)



б)

Рис. 3.17. Осциллограммы импульса тока

Из осциллограмм следует, что токи разряда на землю вертикального провода и контура имеют близкие по значениям амплитуды токов и длительность импульсов: длительность фронта тока около 0,2 мкс, длительность импульса (время полуспада) около 1 мкс. Импульс тока аperiodический с наложенными высокочастотными колебаниями на фронте. Наличие высокочастотных быстро затухающих колебаний объясняется тем, что при разряде вертикального провода и конденсатора в контуре на большое сопротивление (6,7 кОм) можно рассматривать как включение короткой линии на несогласованную нагрузку.

Некоторые результаты измерений приведены в табл. 3.6.

Результаты измерений напряжений, наведенных на проводах, расположенных у земли

	Схема эксперимента	Импульс тока			$U_{зар}$, кВ	Наибольшее напряжение, наведенное на проводах относительно земли, В				
		$T_{ф}$, мкс	$T_{ир}$, мкс	I_m , А		№1	№2	№3	№4	№5
1	Оболочка + провод длиной 25 м	0,2	1,7	3,2	26	30	14	52	1,8	—
2	Оболочка + провод 10 м	0,2	1,12	1,3	11	17	12,6	52	2,4	9,2
3	Контур 10×15×10 м	0,2	2,0	1,6	12	29,2	6,7	34	2,2	7,2

Для того чтобы определить влияние длины вертикального проводника на характеристики наведенных перенапряжений были проведены аналогичные эксперименты с моделированием молнии вертикальным проводником различной длины. Для тестирования компьютерной программы «Interference» было проведено сравнение результатов экспериментов с расчетами.

Провод длиной 8,5 м подвешивался вертикально через изолятор к потолку высоковольтного зала. От источника постоянного напряжения провод заряжался через сопротивление 100 МОм до 23 кВ и разряжался через шаровой разрядник на сопротивление 2 кОм, присоединенное к ЗУ. На расстоянии 4 и 10 м непосредственно на полу прокладывался провод длиной 14 м. На конце провода с помощью осциллографа регистрировались осциллограммы на проводе относительно ЗУ. При определении характеристик импульса тока для снижения влияния помех на измерительные цепи использовался низковольтный источник напряжением 8 В. Коммутация осуществлялась механическим контактом заряженного проводника на токовый шунт 2 кОм. Осциллограмма импульса тока приведена на рис. 3.18 (а, б).

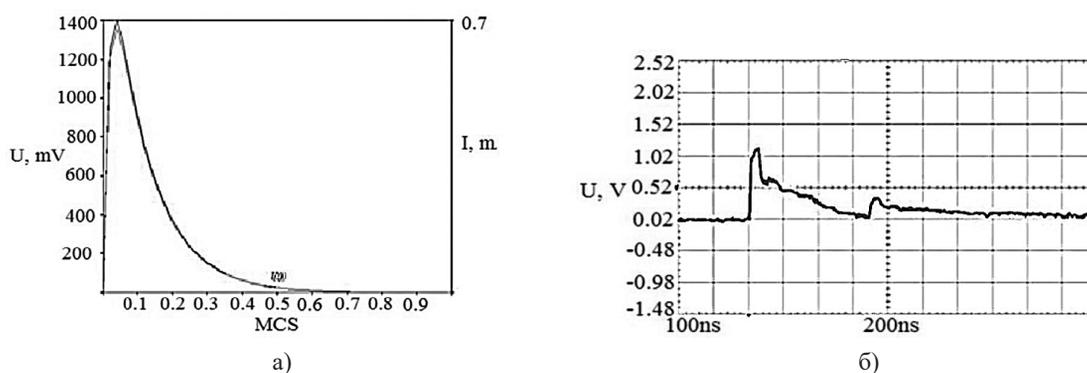


Рис. 3.18. Осциллограмма импульса тока:

а) расчет, б) эксперимент

Типичная осциллограмма наведенных импульсных напряжений приведена на рис. 3.19.

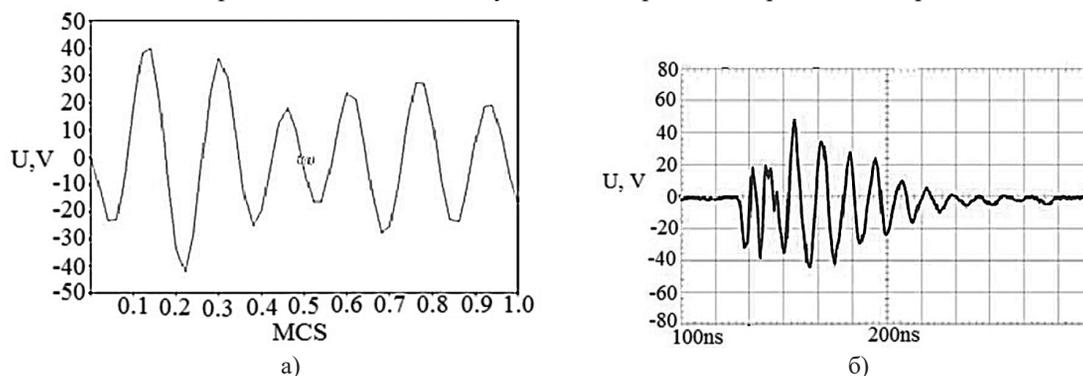


Рис. 3.19. Напряжение относительно заземляющего устройства в проводнике длиной 14 м на расстояние 4 м от вертикального проводника:

а) расчет, б) эксперимент

Для того чтобы найти минимальную длину вертикально подвешенного провода, при которой дальнейшее увеличение высоты не влияло бы на максимальные значения напряжения помех, длину провода уменьшали с 8,5 м до 3,7 м. При уменьшении длины вертикального проводника до 6,5 м максимальное

значение наведенного напряжения не меняется, а при длине 4,7 м — изменяется на 15 %. При длине вертикального проводника 3,7 м максимальное значение наведенного напряжения уменьшается примерно в 6 раз. По результатам экспериментов можно сделать вывод, что при имитации молнии с помощью разряда вертикального проводника длина этого проводника должна быть не меньше расстояния до кабельной линии, в которой определяются наведенные перенапряжения.

В результате проведенных экспериментов было получено, что расчетные значения токов и наведенных перенапряжений отличаются не более, чем на 15 %, что можно считать удовлетворительным.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что в кабельных линиях для определения наведенных импульсных перенапряжений от молнии можно использовать разряд вертикального проводника.

Длина вертикального проводника должна быть не менее расстояния до кабельной линии. Зарядное напряжение проводника выбирается из условий проведения экспериментов и составляет более 10 кВ.

3.2.3.3. Импульсные помехи, связанные с подъемом потенциала заземлителя

Для определения возможного обратного перекрытия изоляции кабелей вторичных цепей проводят измерения распределения потенциалов по земле при имитации удара молнии в молниеприемник с помощью генератора импульсных токов. Подробное описание проводимых имитационных измерений дано в главе 1 п.1.5.10.

3.2.3.4. Обработка результатов измерений и расчеты

Полученные результаты измерений пересчитывают к току молнии. Коэффициент пересчета принимают пропорциональным отношению тока молнии к току от генератора при условии, что время фронта и длительность импульса при имитации отличались от нормируемых параметров импульса тока молнии не более, чем на 10 %.

Если время фронта и длительность импульса при имитации отличались от нормируемых параметров импульса тока молнии более, чем на 10 %, производят экстраполяцию результатов измерений при различных импульсах тока к нормируемым значениям времени фронта импульса.

Окончательный вывод об уровне импульсных помех делают на основании расчетов. Расчеты проводят при помощи специальной программы.

Результаты расчета, проведенного для условий имитации, сравнивают с результатами измерений. При расхождении результатов расчетов и измерений более, чем на 20 % вносят уточнения расчетную схему и исходные данные для расчета (например, удельное сопротивление грунта).

Результаты измерений и расчетов оформляют в виде Протоколов 4, 5, приведенных в Приложении 3.2.

В тех случаях, когда не выполняются требования по уровням импульсных помех или по условию обратного перекрытия с ЗУ на кабели необходимо применить одно из указанных ниже мероприятий:

— снизить импульсное сопротивление ЗУ молниеотвода, прокладывая дополнительно заземлители и заземляющие проводники;

— изменить трассу прокладки вторичных кабелей;

— принять меры по увеличению коэффициента экранирования кабельной канализации (прокладка в кабельных каналах, металлических коробах или трубах, применение кабелей с более высоким коэффициентом экранирования);

— изменить место размещения молниеотводов (токоотводов).

Устройства по ограничению импульсных перенапряжений во вторичных цепях применяют в исключительных случаях. Выбор таких устройств и решение об их применении должны быть осуществлены на основании специальной разработки.

Эксперименты показали, что при наведенных перенапряжениях в десятки киловольт в проводнике происходят многократные перекрытия изоляции по всей длине проводника даже при установке УЗИП на конце кабеля (рис. 3.20).



Рис. 3.20. Многократные перекрытия изоляции по всей длине проводника

3.2.4. Электромагнитные поля радиочастотного диапазона

Измерения полей радиочастотного диапазона от 1 до 1000 МГц проводят в местах установки устройств АСТУ.

В режиме мониторинга измеряют напряженности электромагнитного поля от внешних источников.

Измеряют напряженности электромагнитного поля от работающих переносных и стационарных радиопередающих станций, которые используются персоналом энергообъекта. Измеряют зависимость напряженности поля от расстояния до источника электромагнитного излучения и ослабление поля искусственными преградами (стены, экраны, корпуса шкафов и т.д.).

Результаты измерений и расчетов оформляют в виде Протокола № 7, приведенного в Приложении 3.2.

Мероприятия по снижению воздействий до допустимых значений. Для переносных радиопередающих устройств необходимо устанавливать ограничения (в зависимости от мощности устройства) по использованию их в местах расположения вторичного оборудования. Если по результатам измерений уровни напряженности радиочастотных электромагнитных полей от внешних источников, с учетом естественных экранов, выше допустимых значений, необходимо применять дополнительное экранирование:

- зданий/помещений, в которых размещается вторичное оборудование;
- вторичного оборудования.

Одним из наиболее простых и низкочастотных способов экранирования от высокочастотных полей — закладка в стены здания сетки из стальных прутьев (диаметром около 5 мм) с шагом 10–15 см, причем каждый прут на концах присоединяется к соседним. При подобном выполнении может быть достигнут коэффициент затухания магнитного поля от 15 до 30 дБ в диапазоне частот от 10 кГц до 30 МГц; он зависит от качества выполнения соединений между прутьями, между прутьями и металлоконструкциями и наличия строительных проемов (окон, дверей, и т.п.). Другой низкочастотный способ экранирования — это применение сетки из тонкой проволоки. Вся внутренняя поверхность помещений должна быть закрыта сеткой. При этом должны быть выполнен надежный электрический контакт по периметру между листами сетки, а также с элементами системы уравнивания потенциалов.

Металлические шкафы без отверстий обеспечивают экранирование от электромагнитных полей радиочастотного диапазона до допустимых уровней. Размеры допустимых отверстий зависят от частоты воздействующего поля, расстояние элементов аппаратуры от отверстия и т.п.

В качестве ориентировочных оценок следует принимать, что любая неоднородность в виде окон, щелей и т.п. допустима, если ее наибольшие линейные размеры не превышают десятой части минимальной длины волны воздействующего поля. Например, для 1 ГГц (диапазон сотовых телефонов) минимальные допустимые размеры отверстия составляют 30 мм, для 500 МГц (диапазон радиопереговорных устройств) — 60 мм.

Для экранирования смотровых отверстий рекомендуется применять специальные стекла: с проводящей пленкой или с армированием металлической сеткой.

3.2.5. Разряды статического электричества

Наиболее часто встречающаяся форма возникновения электростатических зарядов — электризация трением. Электризация трением проявляется, как правило, вследствие контакта тела человека с его одеждой, стулом, полом, рабочими средствами и предметами, а также при соприкосновении деталей, панелей, приборов с устройствами для обработки. На действующих объектах энергетики для технических средств (ТС) наиболее вероятными являются разряды статического электричества с персонала, обслуживающего эти устройства.

Оценку наибольшего электростатического потенциала тела человека проводят путем непосредственных измерений на энергообъекте или расчетом, с использованием результатов измерений на образце напольного покрытия. При этом измеряют характеристики диэлектрического покрытия пола в помещении, где установлены ТС и оценивают диапазон изменения влажности воздуха в помещении.

Измерения потенциала тела человека (оператора) проводят электростатическим вольтметром. Для расширения диапазона измерений используется емкостный делитель. Потенциал тела оператора (U_p , кВ) определяется из выражения:

$$U_p = [(C_1 + C_2)/C_1]U_V,$$

где C_1 — суммарная емкость вольтметра, соединительного кабеля и оператора (верхнего плеча делителя) [мкФ]; C_2 — емкость нижнего плеча делителя [мкФ]; U_V — показания вольтметра [кВ].

Измеренные значения потенциала пересчитывают для наиболее неблагоприятного режима, соответствующего нижнему значению влажности (рис. 3.21).

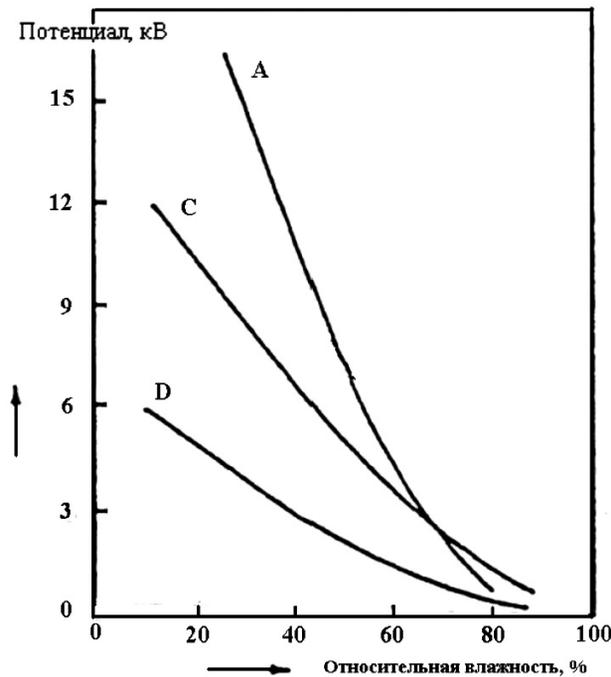


Рис. 3.21. Зависимости потенциала зарядов статического электричества человека от относительной влажности воздуха:

A — при проходе по резиновому коврику на расстояние 6 м; C — при проходе по виниловому полу на расстояние 6 м; D — при вставании со стула

Для измерений используют тераомметр и стандартные электроды, схема подключения которых представлена на рис. 3.21.

Расчетную оценку электростатического потенциала производят на основании результатов измерений поверхностного и объемного сопротивления R_s и R_v образца напольного покрытия.

Расчет удельного поверхностного и объемного сопротивления (ρ_s , Ом) и (ρ_v , Ом.м) проводят по следующим выражениям:

$$\rho_s = \frac{\pi(D + g)R_s}{g},$$

$$\rho_v = \frac{\pi(D + g)^2 R_v}{4t},$$

где R_s — измеренное поверхностное сопротивление, Ом; R_v — измеренное объемное сопротивление, Ом; D — диаметр потенциального электрода, м; g — зазор между потенциальным и измерительным электродами, м; t — толщина покрытия, м (см. рис. 3.22).

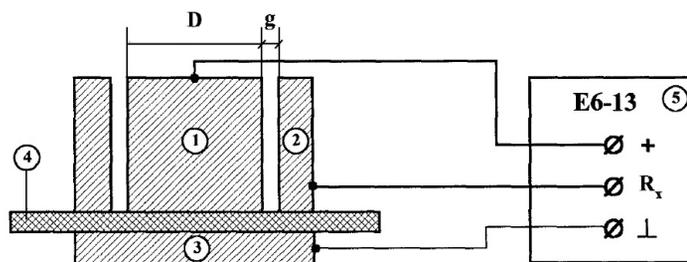


Рис. 3.22. Схема измерений поверхностного и объемного сопротивления полимерного диэлектрика:

1 — потенциальный электрод; 2 — измерительный электрод; 3 — охранный электрод;

4 — образец полимерного диэлектрика; 5 — тераомметр

По результатам измерений поверхностного сопротивления напольного покрытия делают приближенную оценку возможного потенциала тела человека, перемещающегося по полу, при относительной влажности не менее 60 %:

Удельное поверхностное сопротивление, Ом	10^{10}	$2 \cdot 10^{10}$	$3 \cdot 10^{10}$	$4 \cdot 10^{10}$
Потенциал тела человека, кВ	2	4	6	8

По результатам измерений объемного сопротивления напольного покрытия делают приближенную оценку возможного потенциала тела человека, перемещающегося по полу, при относительной влажности не более 60 %:

Удельное поверхностное сопротивление, Ом·м	$2,5 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^8$	$7 \cdot 10^8$	10^9
Потенциал тела человека, кВ	2	4	6	8

Результаты измерений и расчетов оформляют в виде Протокола № 6, приведенного в Приложении 3.2.

Мероприятия по снижению воздействий до допустимых значений. Методы защиты от статического электричества, которые не позволяют накапливаться зарядам СЭ на диэлектриках и теле человека:

- увеличение относительной влажности воздуха в помещении до 65÷75 %;
- применение антистатических линолеумов, настилов, ковриков, матов;
- использование персоналом антистатической одежды (халатов, курток), антистатической обуви или полосок заземления, закрепляемых на любом типе обуви;
- заземление персонала посредством кистевых браслетов с шарнирным контактом и заземляющим кордом, присоединяемым к заземляющему устройству.

Антистатические напольные покрытия, выпускаемые в настоящее время, подразделяют на три группы, в зависимости от их электрического сопротивления:

- антистатические или антистатика — сопротивление не более 10^8 Ом;
- токорассеивающие или диссипативные — сопротивление от 10^7 до 10^8 Ом;
- токопроводящие или электропроводные — сопротивление от 10^5 до 10^6 Ом (применяют во взрывоопасных помещениях).

При укладке этих покрытий необходимо четко руководствоваться рекомендациями производителя и использовать только указанные в техническом описании покрытия клеи (контактные или электропроводящие) и дополнительные материалы (медные ленты, присоединяемые к заземляющему устройству здания, зажимы, проводники и т.д.).

Выбор средств защиты от статического электричества следует осуществлять на основании технико-экономических расчетов. В таблице 3.7 приведены сравнительные данные по затратам на напольные покрытия РЩ с площадью между рядами панелей (2×10) м².

Таблица 3.7

Сравнительные данные по затратам на напольные покрытия

№ п/п	Используемые материалы и их характеристики	$U_{\text{max расч.}}$, кВ	Ориентировочные затраты, руб.
1	Бетонные полы без покрытия	менее 6	10 000
2	Напольная плитка 10×10 см ² с токопроводящим (цементным) швом	менее 6	50 000
3	Панельный фальшпол с антистатическим покрытием $\rho_v = 10^{10}$ Ом·м, $h = 2 \cdot 10^{-3}$ м	0,2	560 000
4	Антистатический линолеум «Tarkett» $\rho_v = 10^9$ Ом·м, $h = 2 \cdot 10^{-3}$ м	0,020	160 000

3.2.6. Магнитные поля промышленной частоты

Непосредственные измерения магнитных полей частотой 50 Гц проводят в нормальных режимах в местах установки устройств автоматических и автоматизированных систем технологического управления, на распределительном устройстве вдоль трассы прокладки кабелей при помощи измерителя магнитного поля.

Для режимов короткого замыкания на шинах РУ уровень напряженности магнитных полей определяют расчетным путем. Рассматривают режим короткого замыкания на шинах РУ вблизи места установки устройств АСТУ.

Приближенные оценки проводят по формуле: $H = I_{к.з.} / 2\pi r$ (r — расстояние до шин, по которым проходит ток короткого замыкания $I_{к.з.}$).

В тех случаях, когда вблизи места установки устройств автоматических и автоматизированных систем технологического управления размещены реакторы или трансформаторы, измеряют напряженность магнитного поля в нормальном режиме и пересчитывают для условий протекания токов короткого замыкания.

Приближенный расчет поля, создаваемого вдоль оси реактора, выполняют по выражению:

$$H = \frac{I \cdot n}{2} \cdot \frac{r^2}{(r^2 + x^2)^{1,5}}, \text{ A/м,}$$

где r — радиус реактора, м; x — расстояние по оси реактора от его центра до точки измерения [м]; I — ток в реакторе [А]; n — число витков.

Приближенный расчет поля, создаваемого реактором в горизонтальной плоскости на расстояниях более 2 диаметров реактора, выполняют по выражению

$$H = \frac{I \cdot n}{4\pi} \left[\int_0^{2\pi} \frac{r \cdot x \cdot \cos\beta}{(r^2 + x^2 - 2r \cdot x \cdot \cos\beta)^{1,5}} d\beta - \int_0^{2\pi} \frac{r^2}{(r^2 + x^2 - 2r \cdot x \cdot \cos\beta)^{1,5}} d\beta \right], \text{ A/м,}$$

где β — угол между вектором, направленным из центра реактора в точку измерений, и осью абсцисс.

Для нескольких реакторов искомое поле определяют методом суперпозиции полей от каждого реактора с учетом фазового сдвига токов.

Напряженность магнитного поля, создаваемого трансформатором много меньше, чем создаваемого реактором. Магнитное поле трансформатора, в основном, сосредоточено в сердечнике. Воздействие магнитного поля трансформатора на автоматические и автоматизированные системы технологического управления может представлять опасность лишь в непосредственной близости от трансформатора. Расчет напряженности магнитного поля вблизи трансформатора представляет сложную задачу. В этом случае определяют напряженность магнитного поля экспериментально.

Результаты измерений и расчетов оформляют в виде Протокола № 8, приведенного в Приложении 3.2.

Если обеспечить допустимые уровни напряженности магнитного поля в местах размещения вторичного оборудования за счет компоновки объекта невозможно, применяют технические решения по экранированию источников магнитных полей или вторичного оборудования и кабелей.

Применение для экранирования стальных решеток обеспечит затухание магнитного поля низкой частоты лишь до нескольких дБ. Использование стальных пластин или листов более эффективно. Коэффициент экранирования зависит от толщины листа и магнитной проницаемости материала. При использовании стального листа толщиной 2,5 мм с относительной магнитной проницаемостью около 1000, образующего непрерывную магнитную цепь вокруг источника или приемника помех, величина коэффициента затухания составит от 10 до 20 дБ. Если магнитная цепь не замкнута, ее магнитное сопротивление остается значительным, а значение коэффициента не превышает 10 дБ.

Значительное улучшение экранирующих свойств может быть достигнуто при применении стали с ориентированной внутренней структурой (например, применяемой в трансформаторах).

На низких частотах обычно применяются экраны из материалов с большой магнитной проницаемостью. В таблице 3.8 приведены данные о материалах, применяемых для магнитных экранов.

Таблица 3.8

Материалы, применяемые для магнитных экранов

Название материала	Магнитная проницаемость, μ , о.е.
Мюметалл	19000
79НМ (пермаллой)	25000
49 KF2VI (сталь)	8000

Помимо этих материалов для магнитного экранирования применяют:

— фольгу из различных сплавов толщиной от 50 до 150 мкм (можно применять несколько слоев фольги);

— магнитный экран из лент аморфного металлического сплава (АМС), предназначенного для локального экранирования постоянных и переменных магнитных полей (представляет собой гибкий листовой материал типа «Рогожка» полотняного переплетения, изготовленный из лент АМС марки КНСР, шириной 850–1750 мм, толщиной 0,02–0,04 мм);

— листы и ленты из металла с различными магнитными проницаемостями.

Характеристики изготавливаемых в России материалов с высокой магнитной проницаемостью приведены в ГОСТ 10160-75 «Сплавы прецизионные магнито-мягкие».

Экранирование информационных кабелей, кабелей систем охранной и пожарной сигнализации рекомендуется осуществлять путем их прокладки в толстостенных металлических трубах, присоединенных к ЗУ с двух сторон.

3.2.7. Импульсные магнитные поля

Импульсные магнитные поля измеряют при имитации удара молнии в молниеприемник, расположенный вблизи от устройств АСТУ и при коммутациях силового оборудования.

Расчетные оценки импульсных магнитных полей проводят для случаев протекания тока молнии по молниеотводам или токоотводам молниеприемников зданий и сооружений, расположенным вблизи места размещения устройств АСТУ. Приближенные оценки проводят по формуле: $H = I_M / 2\pi r$ (r — расстояние [м], до молниеприемника или токоотвода, по которому проходит весь ток молнии I_M или его часть [А]).

Результаты измерений и расчетов оформляются в виде Протокола № 9, приведенного в Приложении 3.2.

В случае необходимости, для снижения уровней воздействующих импульсных магнитных полей выбирают мероприятия по экранированию ТС.

3.2.8. Помехи, связанные с возмущениями в цепях питания постоянного и переменного тока

К основным периодическим помехам в цепях постоянного тока относится переменная составляющая напряжения (пульсации) и кондуктивные помехи радиочастотного диапазона, а в цепях питания переменного тока — гармонические составляющие напряжения. Импульсные помехи в цепях постоянного и переменного тока возникают при коммутации реле, электромагнитов, приводов силовых выключателей, автоматических выключателей.

Измерительную аппаратуру подключают к цепям питания по противофазной схеме (провод — провод) и, при необходимости, по синфазной схеме (провод — земля).

После подключения измерительной аппаратуры проводят следующие виды измерений: кратковременные измерения (осциллографирование формы сигнала помехи); длительная регистрация (в том числе, при коммутациях силового оборудования).

Кратковременные измерения проводят в нормальных режимах: стационарные режимы работы силового оборудования, режим срабатывания реле; режим срабатывания автоматических выключателей в цепях питания; режим срабатывания электромагнитных приводов силовых выключателей.

При измерениях в стационарных режимах определяют характеристики пульсаций или коэффициент синусоидальности переменного напряжения.

Измерения помех, возникающих при срабатывании реле, проводят при принудительном их срабатывании, например, при опробовании силовых выключателей, проверке защит. При этом помехи измеряют в тех панелях (шкафах), где срабатывают реле.

Измерения помех при срабатывании автоматических выключателей в цепях питания проводят при коммутациях в силовых сборках, на щите собственных нужд, щите постоянного тока. Помехи фиксируют в местах установки аппаратуры АСТУ.

Измерения помех в цепях оперативного тока при срабатывании электромагнитных приводов силовых выключателей проводят в местах установки аппаратуры АСТУ.

Длительную регистрацию проводят с целью определения диапазона характеристик помех в длительно существующих режимах. При данном типе измерений определяют: амплитуду переменных и импульсных помех в цепях постоянного тока; гармонические составляющие и импульсные помехи в цепях переменного тока. Измерения проводят в тех же цепях, что и при кратковременной регистрации, при этом продолжительность непрерывных измерений составляет не менее одной недели.

Проводят анализ аварийных режимов в сети питания и определяют возможные уровни пульсаций в сети постоянного тока и наибольшее время провалов напряжения.

Результаты измерений и расчетов оформляют в виде Протоколов № 10–12, приведенных в Приложении 3.2.

Для защиты от наносекундных импульсных помех следует применять поочередно технические решения:

- выполнить развязку по питанию (разные фидеры) электромеханических устройств и микропроцессорных устройств;
- использовать соответствующие защитные схемы (RC -цепочки, диоды, варисторы);
- применять экранированные кабели.

3.2.9. Помехи от вспомогательного электрооборудования

Источниками электромагнитных воздействий на электрических станциях и подстанциях, которые могут вызвать сбои в работе ТС является также такое вспомогательное электрооборудование, как мощные преобразователи, сварочные аппараты, осветительные приборы, мощные тяговые механизмы, бытовые электроприборы, электроинструмент и др. При работе этого оборудования на ТС воздействуют электромагнитные поля, импульсные и периодические помехи.

Непосредственные измерения магнитных полей проводят при работе вспомогательного электрооборудования в местах установки ТС, вдоль трассы прокладки кабелей при помощи измерителя магнитного поля.

Для регистрации импульсных и периодических помех измерительную аппаратуру подключают к цепям ТС по противофазной схеме (провод — провод) и, при необходимости, по синфазной схеме (провод — земля).

После подключения измерительной аппаратуры проводят следующие виды измерений: кратковременные измерения (осциллографирование формы сигнала помехи); длительная регистрация (в том числе, при коммутациях вспомогательного электрооборудования).

Длительную регистрацию проводят с целью определения диапазона характеристик помех в длительно существующих режимах. При данном типе измерений определяют: амплитуду переменных и импульсных помех в цепях ТС. Измерения проводят в тех же цепях, что и при кратковременной регистрации, при этом продолжительность непрерывных измерений составляет не менее одной недели.

Результаты измерений и расчетов заносят в Протоколы № 1–3 и № 7–12, приведенные в Приложении 3.2, указав источник электромагнитного воздействия.

3.2.10. Оформление результатов измерений и расчетов

По результатам измерений и расчетов составляют Технический отчет по определению электромагнитной обстановки на энергообъекте, который утверждает руководитель предприятия.

Технический отчет включает в себя:

- характеристику объекта и исходные данные для проведения работ по определению электромагнитной обстановки;
- результаты измерений и расчетов в виде Протоколов;
- анализ результатов измерений и расчетов;
- заключение об электромагнитной обстановке и электромагнитной совместимости ТС;
- мероприятия для улучшения ЭМО, в случае необходимости.

В Протоколах № 2–4 и № 6–12 в графе «Степень жесткости испытаний, (или допустимый уровень воздействия)» указывают степень жесткости испытаний устройства на помехоустойчивость (для вновь проектируемой аппаратуры) или допустимое значение данного воздействия (для выбранной или установленной аппаратуры).

Степень жесткости испытаний определяют по условию: испытательный нормируемый уровень воздействия больше или равен 1,2 наибольшего измеренного или расчетного уровня воздействия. Допустимый уровень воздействия должен быть не больше 0,8 испытательного нормированного уровня воздействия соответственно степени жесткости испытаний установленной (выбранной) аппаратуры.

В Протоколе №1 в графе «Допустимые уровни воздействия» указывают испытательное напряжение изоляции кабелей и аппаратуры, а также наибольший допустимый ток по термической стойкости в броне, оболочке или экране кабеля.

В протоколе №5 в графе «Допустимый уровень воздействия» указывают наименьшее значение импульсного пробивного напряжения промежутка между заземлителем и кабельным каналом.

В графе «Выводы» указывают, соответствует или не соответствует ЭМО помехоустойчивости данного устройства. В заключении указывают, обеспечена ли электромагнитная совместимость устройств по данному воздействию.

3.3. Меры безопасности при определении электромагнитной обстановки

Работы по измерениям характеристик ЭМО выполняют в соответствии с действующими Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

Работы по измерениям на действующих энергообъектах выполняют по нарядам в соответствии с Рабочей программой (Приложение 3.1).

При имитации электромагнитных возмущений и измерениях на действующих РУ с использованием вынесенных токовых и потенциальных электродов принимают меры по защите от воздействия полного напряжения на заземлителе при стекании с него тока однофазного КЗ на землю.

При подготовке измерительных схем сначала присоединяют провод к вспомогательному электроду (токовому, потенциальному), а затем к соответствующему измерительному прибору.

3.4. Периодичность проведения работ по определению электромагнитной обстановки

1. Определение ЭМО проводят на вновь строящихся объектах при пуско-наладочных работах.
2. При техперевооружении действующих объектов определение ЭМО проводят в два этапа:
 - на этапе предпроектных изысканий;
 - при пусконаладочных работах.
3. При эксплуатации энергообъекта проверку ЭМО проводят:
 - не реже 1 раза в 12 лет;
 - внепланово в случаях неправильной работы или повреждении устройств ТС из-за воздействия электромагнитных помех.

Список литературы

1. ГОСТ 30804.6.1-2013. (IEC 61000-6-1:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в жилых, коммерческих зонах и производственных зонах с малым энергопотреблением. Требования и методы испытаний.
2. ГОСТ 30804.6.2-2013. (IEC 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний
3. ГОСТ 30804.6.3-2013. (IEC 61000-6-3:2006). Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в жилых, коммерческих зонах и производственных зонах с малым энергопотреблением. Нормы и методы испытаний.
4. ГОСТ 30804.6.4-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний.
5. ГОСТ 32137-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний.
6. ГОСТ Р 51317.6.5. (МЭК 61000-6-5-2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153-34-21.122-2003. — М: МЭИ, 2003.
8. Колечицкий, Е.С. Защита биосферы от влияния электромагнитных полей / Е.С. Колечицкий и др. — М: Издательский дом МЭИ, 2008.
9. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на электрических станциях и подстанциях. СИГРЭ, рабочая группа 36.04, 1997.
10. Методические указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. — М: СПО ОРГРЭС, 1998.
11. Овсянников, А.Г. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике / А.Г. Овсянников, Р.К. Борисов. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010.
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Министерство энергетики РФ. — М: ЗАО «Энергосервис», 2003.
13. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.
14. СО 34.35.311.2004. Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях.
15. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 6–750 кВ.
16. СТО 56947007-29.240.043-2010. Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов.
17. СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на электросетевых объектах.
18. Уильямс, Т. ЭМС для систем и установок / Т. Уильямс, К. Амстронг. — М.: Издательский дом «Технологии», 2004.
19. Хабигер, Э. Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике: пер. с нем. И.П. Кужекина / Э. Хабигер; под ред. Б.К. Максимова. — М.: Энергоатомиздат, 1995.
20. Шваб, А. Электромагнитная совместимость: пер. с нем. В.Д. Мазина и С.А. Спектора. 2-е изд., перераб. и доп. / А. Шваб; под ред. И.П. Кужекина. — М.: Энергоатомиздат, 1998.
21. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике и электротехнике / под редакцией А.Ф. Дьякова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2011.

**Рабочая программа проведения экспериментальных работ
по определению ЭМО**

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

проведения экспериментальных работ по определению ЭМО

на _____

(наименование объекта)

1. Общие положения по проведению работ:
 - 1.1. Объекты выполнения обследования электромагнитной обстановки.
 - 1.2. Основание для проведения обследования.
 - 1.3. Цель обследования.
2. Условия обеспечения безопасного проведения работ:
 - 2.1. Порядок организации работ.
 - 2.2. Лица, ответственные за проведение работ.
3. Действия персонала в аварийных ситуациях.
4. Порядок проведения работ.

№ п/п	Наименование работы	Время	Исполнитель	Контролирующее лицо
4.1	Обследование заземляющего устройства			
4.2	Длительная регистрация помех			
4.3	Измерения помех при коммутациях оборудования высокого напряжения			
4.4	Измерения напряженности электромагнитных полей радиочастотного диапазона			
4.5	Измерения магнитных полей промышленной частоты			
4.6	Выполнение имитационных испытаний			
4.7	Измерение потенциалов статического электричества			

5. Оценка полноты выполненных работ, предусмотренных программой.
6. Оформление результатов выполненной работы. Результаты работ представляют в виде отчета и протоколов.

Протоколы измерений

_____ (наименование организации, предприятия)
 Лицензия № _____
 Действительна до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №1

Токи и напряжения промышленной частоты при коротком замыкании на землю

№ кабеля, аппарата	Трасса кабеля	Место приложения воздействия	Расчетно-экспериментальные воздействия		Время воздействия, с	Допустимые уровни воздействия		Выводы	Рекомендации
			Наибольшее напряжение на кабеле или аппаратуре, кВ	Наибольший ток в экране, оболочке или броне кабеля, А		Наибольшее напряжение на кабеле или аппаратуре, кВ	Наибольший ток в экране, оболочке или броне кабеля, А		
Название РУ (к току КЗ) _____ кА)									

1	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление	
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки	
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации			

Заключение:

Измерения провели: _____ *должность* **Фамилия И.О.**
 _____ *должность* **Фамилия И.О.**
 Утверждаю: _____ *должность* **Фамилия И.О.**

(наименование организации, предприятия)

Лицензия № _____

Действительна до: _____

Заказчик: _____

Объект: _____

по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №2

Импульсные помехи, вызванные подьемом потенциала заземлителя

Устройство	Вид цепей	Оборудование, откуда приходят цепи к устройству (терминалу)	Имитация ВЧ составляющей тока КЗ			Расчетно-экспериментальные воздействия		Степень жесткости испытаний, (или допустимый уровень воздействия, кВ)	Выводы	Рекомендации
			Ток генератора, А	f , МГц	$Z_{\text{впл.обор}}$ оборудования, Ом	$K_{\text{перед}}$ о.е.	$I_{\text{вч}}$ кА			
<i>Место измерения (РЩ, ГЩУ) № шкафа</i>										

1	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации		

Заключение:

Измерения провели:

должность

Фамилия И.О.

должность

Фамилия И.О.

Утверждено:

должность

Фамилия И.О.

Заказчик: _____
Объект: _____
по адресу: _____

_____ (наименование организации, предприятия)
Лицензия № _____
Действительна до: _____

ПРОТОКОЛ №3

Импульсные излучаемые помехи

Кабель (вид цепей)	Трасса прокладки кабеля (№ трассы)	Коэффициент экранирования, о.с.	Расчетно-экспериментальные воздействия				Степень жесткости испытаний, (или) допустимый уровень воздействия, кВ	Выводы	Рекомендации
			При коммутациях		При КЗ				
			Вид коммутации	Наибольшее напряжение на устройстве, кВ	Место КЗ	Наибольшее напряжение на устройстве, кВ			
Место измерений (РЩ, ГЩУ)									
<i>№ шкафа (панели)</i>									

Импульсные помехи при натуральных коммутациях и КЗ

№ шкафа (панели)	Вид цепей (устройство)	Клеммы	Коммутации		КЗ	Степень жесткости испытаний, (или) допустимый уровень воздействия, кВ	Выводы	Рекомендации
			Вид коммутации	Наибольшее напряжение на устройстве, кВ				

1	Температура воздуха		Влажность воздуха	Атмосферное давление
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер	дата поверки
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации	

Заключение:

Измерения провели: _____ *должность*
 _____ *должность*
 Утверждаю: _____ *должность*

_____ (наименование организации, предприятия)

Лицензия № _____

Действительна до: _____

Заказчик: _____

Объект: _____

по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №4

Импульсные излучаемые помехи, вызванные ударами молнии

Кабель (вид цепей)	Трасса прокладки кабеля (№ трассы)	Коэффициент экранирования, о.е.	Наибольшее напряжение на кабеле, кВ	Наибольшее напряжение на устройстве, кВ	Степень жесткости испытаний, (или допустимый уровень воздействия, кВ)	Выводы	Рекомендации
Место измерения (РЦ)							

1	Температура воздуха				Влажность воздуха		Атмосферное давление
2	Измерения проведены приборами типа				заводской номер		дата поверки
3	Расчеты проведены по программе				№ регистрации		

Заключение:

Измерения провели:

должность

Фамилия И.О.

Утверждают:

должность

Фамилия И.О.

Фамилия И.О.

_____ (наименование организации, предприятия)

 Лицензия № _____
 Действительна до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №5

Импульсные потенциалы, воздействующие на контрольные кабели и оборудование при ударах молнии

№ молние-приемника	Трасса прокладки кабелей (№ трассы)	Ток молнии, кА	Длительность фронта, мкс	Наибольший потенциал на шине вблизи кабельного канала, кВ	Допустимый уровень воздействия, кВ	Выводы	Рекомендации
РУ, здание, сооружение							

1	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление		
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки		
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации				

Заключение:

Измерения провели: _____ *должность* **Фамилия И.О.**
 _____ *должность* **Фамилия И.О.**
 Утверждаю: _____ *должность* **Фамилия И.О.**

_____ (наименование организации, предприятия)

Лицензия № _____
Действительна до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №6 Электростатический потенциал на теле оператора

Помещение	Измерения			Расчетно-экспериментальное значение		Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, кВ)	Выводы	Рекомендации
	Тип покрытия пола	Влажность, %	Температура, °С	Потенциал на теле человека, кВ	Влажность, %			

1	Температура воздуха			Влажность воздуха		Атмосферное давление	
2	Измерения проведены приборами типа			заводской номер		дата поверки	
3	Расчеты проведены по программе			№ регистрации			

Заключение:

Измерения провели:

должность
должность
должность

Фамилия И.О.
Фамилия И.О.
Фамилия И.О.

Утверждаю:

(наименование организации, предприятия)

Лицензия № _____
Действительна до: _____

Заказчик:

Объект: _____
по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №7

Электромагнитные поля радиочастотного диапазона

Частота, МГц	Наибольшая напряженность, В/м	Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, В/м)	Выводы	Рекомендации
Помещение				
Переносные радиопередатчики				
Наименование				
1	Температура воздуха		Влажность воздуха	Атмосферное давление
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер	дата поверки
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации	

Заключение:

Измерения провели:

должность

Фамилия И.О.

должность

Фамилия И.О.

Утверждаю:

должность

Фамилия И.О.

_____ (наименование организации, предприятия)

 Лицензия № _____
 Действительна до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №8

Магнитные поля промышленной частоты

Место измерения (расчета)	Наибольшая напряженность, А/м	Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, А/м)	Выводы	Рекомендации
Помещение				
Рабочий режим (расчетный ток)				
Аварийный режим (расчетный ток)				
1	Температура воздуха		Влажность воздуха	Атмосферное давление
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер	дата поверки
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации	

Заключение:

Измерения провели:	должность	Фамилия И.О.
	должность	Фамилия И.О.
Утверждаю:	должность	Фамилия И.О.

_____ (наименование организации, предприятия)
 Лицензия № _____
 Действительна до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №9

Импульсные магнитные поля

Источник поля	Место измерения (расчета)	Наибольшая напряженность, А/м	Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, А/м)	Выводы	Рекомендации
Место измерения					

1	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление	
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки	
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации			

Заключение:

Измерения провели:	<i>должность</i>	<i>Фамилия И.О.</i>
	<i>должность</i>	<i>Фамилия И.О.</i>
Утверждаю:	<i>должность</i>	<i>Фамилия И.О.</i>

_____ (наименование организации, предприятия)

 Лицензия № _____
 Действительна до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №10

Кондуктивные помехи радиочастотного диапазона

Вид цепей (устройство)	Наибольшее напряжение, В	Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, В)	Выводы	Рекомендации
Место измерения				

1	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление	
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки	
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации			

Заключение:

Измерения провели:	<i>должность</i>	<i>Фамилия И.О.</i>
	<i>должность</i>	<i>Фамилия И.О.</i>
Утверждаю:	<i>должность</i>	<i>Фамилия И.О.</i>

_____ (наименование организации, предприятия)

 Лицензия № _____
 Действительна до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №11

Кондуктивные помехи в постоянном оперативном токе

Аккумуляторная батарея	Пulsации в постоянном оперативном токе		Импульсные помехи в постоянном оперативном токе		Выводы	Рекомендации
	Наибольший уровень пульсаций, %	Допустимый уровень пульсаций, %	Наибольшее напряжение, кВ	Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, В)		

1	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление	
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки	
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации			

Заключение:

Измерения провели: _____ *должность* _____ *Фамилия И.О.*
 _____ *должность* _____ *Фамилия И.О.*
 Утверждаю: _____ *должность* _____ *Фамилия И.О.*

_____ (наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____

Лицензия № _____
Действительна до: _____

Объект: _____
по адресу: _____

ПРОТОКОЛ №12

Взаимное влияние кабелей на низкой частоте.

Цепи	Частота, Гц	Наибольшее напряжение, В	Степень жесткости испытаний (или допустимый уровень воздействия, В)	Выводы	Рекомендации
<i>Место измерений</i>					

1	Температура воздуха		Влажность воздуха		Атмосферное давление	
2	Измерения проведены приборами типа		заводской номер		дата поверки	
3	Расчеты проведены по программе		№ регистрации			

Заключение:

Измерения провели:

должность

Фамилия И.О.

должность

Фамилия И.О.

Утверждаю:

должность

Фамилия И.О.

Коэффициенты экранирования

1. Методика расчета

Экранирующее свойство кабельных экранов, лотков, каналов и других элементов объясняется тем, что источник помехи индуцирует в экране ток, электромагнитное поле которого компенсирует электромагнитное поле помехи. Для получения высокого коэффициента экранирования следует обеспечить как можно более низкое сопротивление контура, по которому протекает экранирующий ток. На частотах до 10 МГц экранирующий ток протекает по экрану и через точки заземления экрана замыкается в грунте. Только на частотах более 10 МГц экранирующий ток может замыкаться через емкости между экраном и землей, а так же в самом экране (рис. ПЗ.3.1).

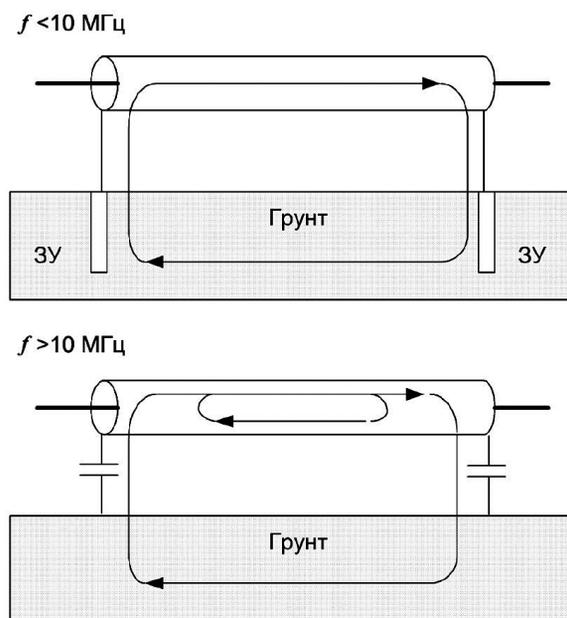


Рис. ПЗ.3.1. Пути протекания экранирующих токов в зависимости от частоты помехи

Частота помех, имеющих место на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) и закрытого распределительного устройства (ЗРУ), как правило, ниже 10 МГц (см. табл. ПЗ.3.1). Поэтому для обеспечения эффективного экранирования помех необходимо обеспечить минимальное сопротивление контура, по которому протекает экранирующий ток. Это обеспечивается надежным гальваническим присоединением экрана на обеих сторонах к ЗУ проводниками с минимальной индуктивностью. Все приведенные ниже данные по коэффициентам экранирования вычислены для экранирующих элементов заземленных (присоединенных к ЗУ) с обеих сторон. Методика расчета коэффициентов экранирования для этого случая изложена в [7].

Таблица ПЗ.3.1

Частота помех, создаваемых различными источниками

Источник помехи	Основная частота
Коммутации, пробой электрической изоляции, срабатывание разрядников в первичных цепях высокого напряжения ОРУ	50–1000 кГц
Коммутации, пробой электрической изоляции, срабатывание разрядников в первичных цепях высокого напряжения ЗРУ	1–5 МГц
Коммутации, пробой электрической изоляции, срабатывание разрядников в первичных цепях высокого напряжения КРУЭ	до 30 МГц
Подскоки потенциалов вследствие протекания токов КЗ через заземляющие устройства	50 Гц
Первый удар молнии	25 кГц
Последующие удары молнии	1 МГц

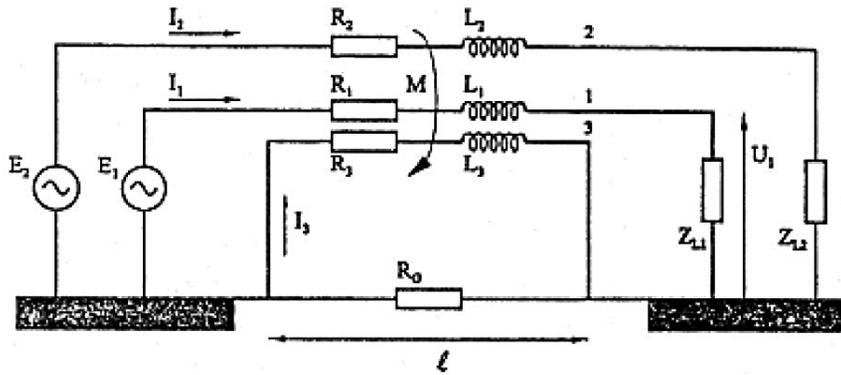


Рис. ПЗ.3.2. Схема замещения для расчета коэффициента экранирования: индекс 1 соответствует экранируемому проводу, индекс 2 — контуру, генерирующему помеху, индекс 3 — экрану. R_G — сопротивление грунта

Коэффициент экранирования $K \geq 1$ для линии с заземленным с обеих сторон экраном определяется из общего выражения

$$K = \frac{R_G + R_3 + j\omega L_3}{Z_t l + j\omega L_g},$$

где l — протяженность системы;

$Z_t = (R_3 + j\omega L_t) / l$ — передаточное сопротивление;

R_3 — активное сопротивление экрана;

$L_t = M_{13} - L_3$ — передаточная индуктивность;

L_3 — индуктивность экрана;

M_{13} — взаимная индуктивность между экраном и жилой;

R_G — сопротивление пути протекания тока в земле;

L_g — собственная индуктивность заземляющих выводов экрана (величиной около мкГн/м).

Для расчета коэффициентов экранирования протяженных экранирующих элементов (кабельных экранов, стальных труб коробов и т.д.) необходимо вычислить значения перечисленных параметров с учетом скин-эффекта в металле и грунте. В железобетонных кабельных каналах, лотках и зданиях основным экранирующим элементом являются стальные стержни арматуры. В кирпичном здании экранирующими элементами являются трубы водопровода, отопления, а также электропроводка. В стандарте МЭК 62305 коэффициенты экранирования стен зданий предлагается вычислять, представляя их в виде металлических сеток. Коэффициент экранирования алюминиевой и медной сетки на всех частотах составляет

$$K = \frac{8,5}{w}.$$

Для стальной сетки: на частоте ~ 25 кГц

$$K = \frac{8,5}{w \sqrt{1 + 18 \cdot 10^{-6} / r^2}}$$

на частоте ~ 1 МГц:

$$K = \frac{8,5}{w};$$

для $\mu r \sim 200$,

где w — размер ячейки; r — радиус прутка.

Расчет коэффициента экранирования металлических шкафов проведен по соотношению из [4] для сферического экрана.

$$K = \cosh(kt) + \frac{1}{3} \left(F + \frac{2}{F} \right) \sinh(kt),$$

где $k = \sqrt{j\omega\sigma\mu}$; $F = kr_0 / \mu_r$;

σ , μ_r — электропроводность и относительная магнитная проницаемость материала; ω — угловая частота; r_0 — радиус сферического экрана; t — толщина стенки экрана.

2. Результаты расчета коэффициентов экранирования

На рисунках ПЗ.3.3–ПЗ.3.10 и в таблице ПЗ.3.2 приведены значения коэффициентов экранирования часто используемых экранирующих элементов.

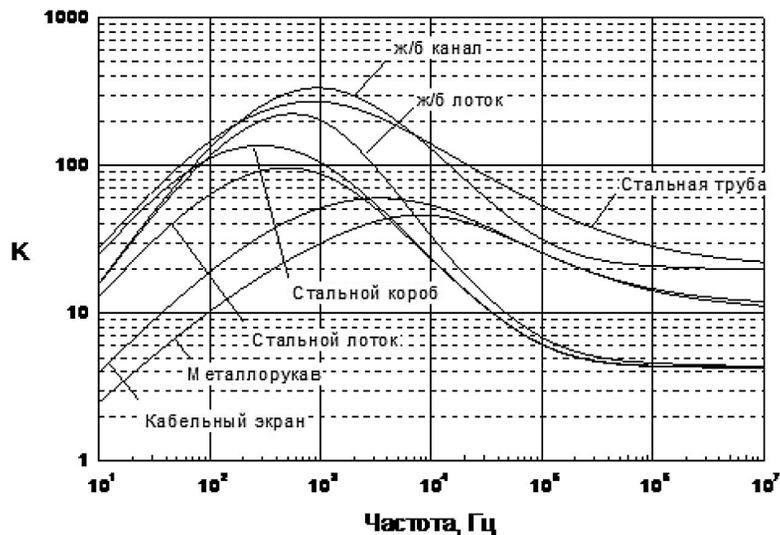


Рис. ПЗ.3.3. Сравнительные коэффициенты экранирования различных экранирующих элементов

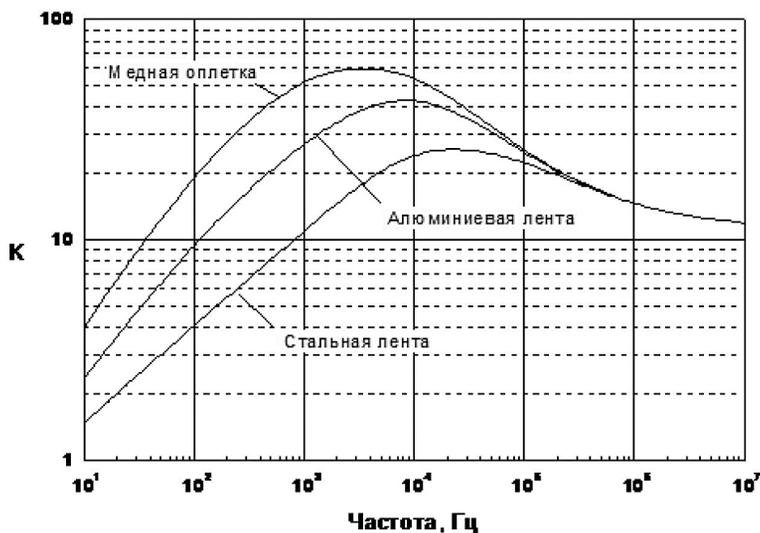


Рис. ПЗ.3.4. Коэффициенты экранирования кабельных экранов

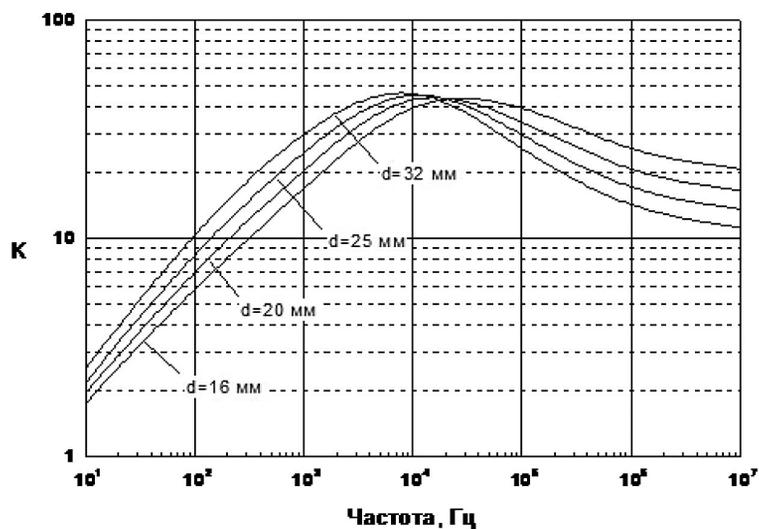


Рис. ПЗ.3.5. Коэффициенты экранирования металлорукавов различного диаметра

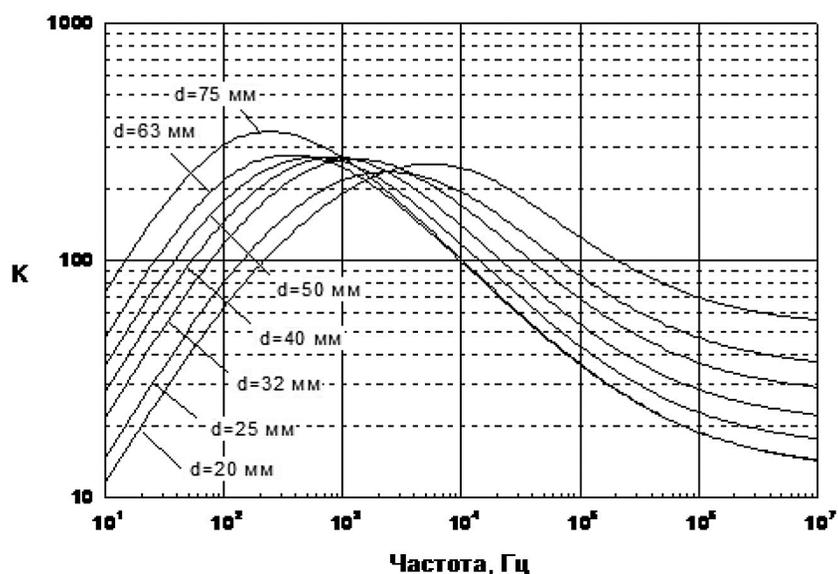


Рис. ПЗ.3.6. Коэффициенты экранирования стальных толстостенных труб различного диаметра

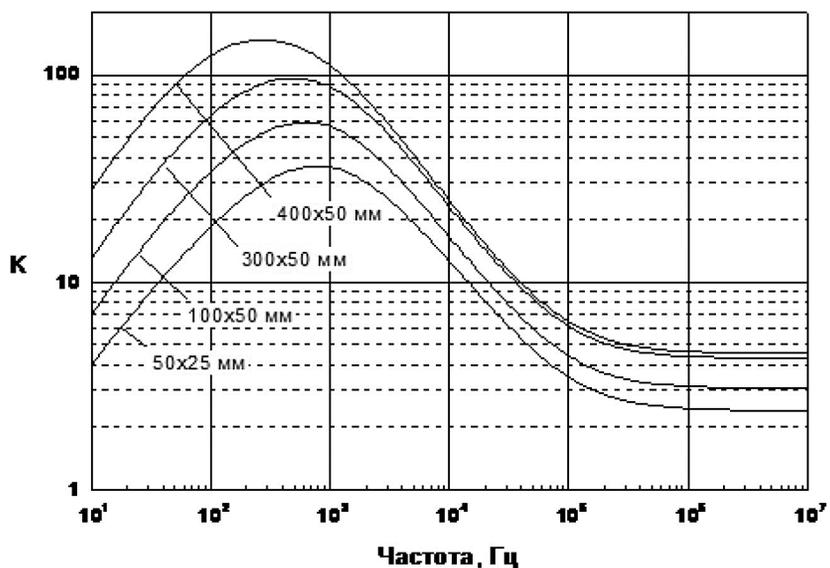


Рис. ПЗ.3.7. Коэффициенты экранирования стальных лотков различного сечения

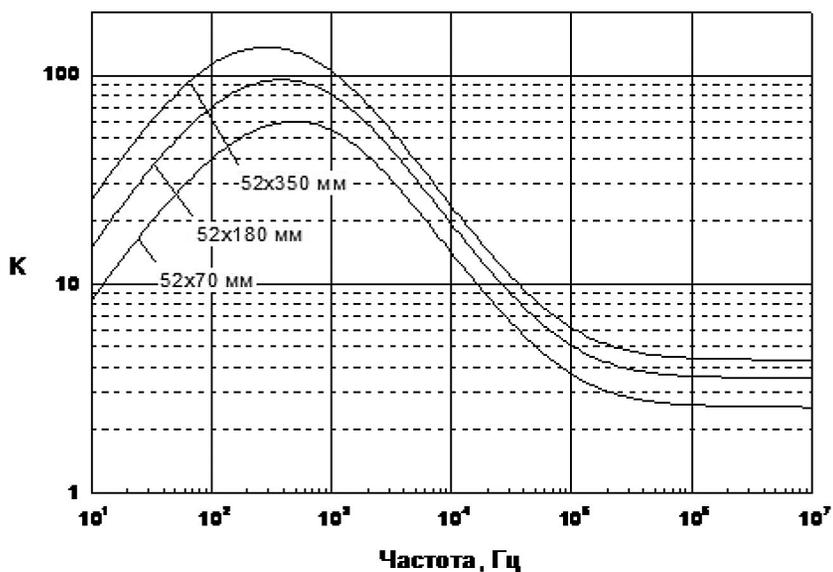


Рис. ПЗ.3.8. Коэффициенты экранирования стальных коробов различного сечения

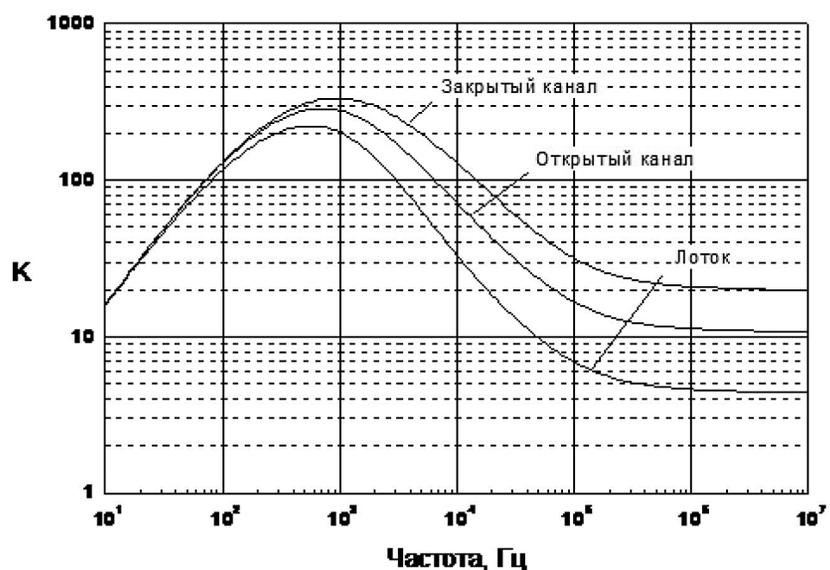


Рис. ПЗ.3.9. Коэффициенты экранирования железобетонных каналов и лотков (при обеспечении непрерывности электрического соединения)

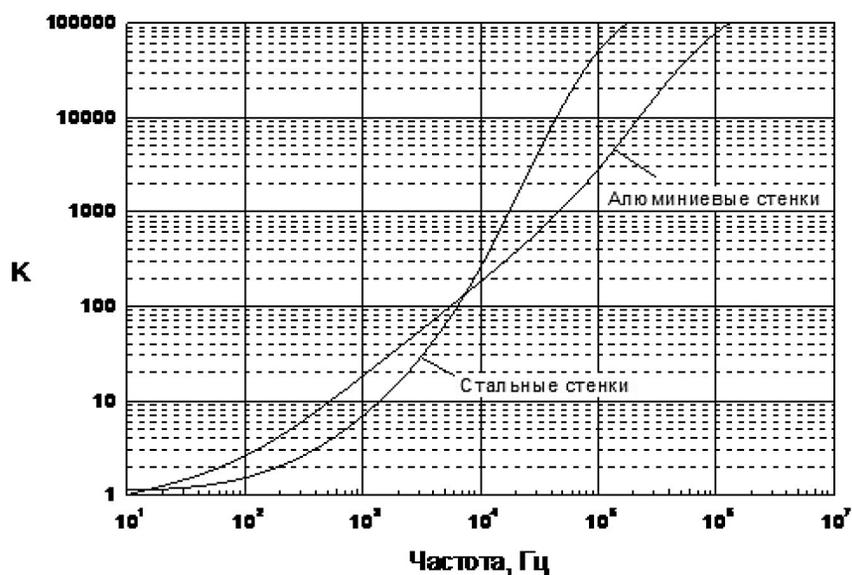


Рис. ПЗ.3.10. Коэффициенты экранирования металлических шкафов

Таблица ПЗ.3.2

Коэффициенты экранирования стен зданий

Вид здания	Кирпичное	С металлическим каркасом	Из сборного железобетона
Коэффициент экранирования на частоте 25 кГц	3	10	30
Коэффициент экранирования на частоте 1 МГц	3	8	20

Требования к вторичному оборудованию по помехоустойчивости и помехоэмиссии

Каждое устройство испытывают на устойчивость к электромагнитным воздействиям. В технической документации на устройство производитель должен указывать уровень помехоустойчивости устройства, степень жесткости испытаний, а также уровень эмиссии электромагнитных воздействий. Рекомендуемые степени жесткости испытаний и параметры испытательных воздействий для устройств вторичного оборудования и систем связи приведены в табл. П 3.4.1. Уровни устойчивости к электромагнитным воздействиям являются основными нормативными параметрами при выполнении проекта.

Испытания на помехоустойчивость должны проводиться для всех портов ТС (рис. П3.4.1).

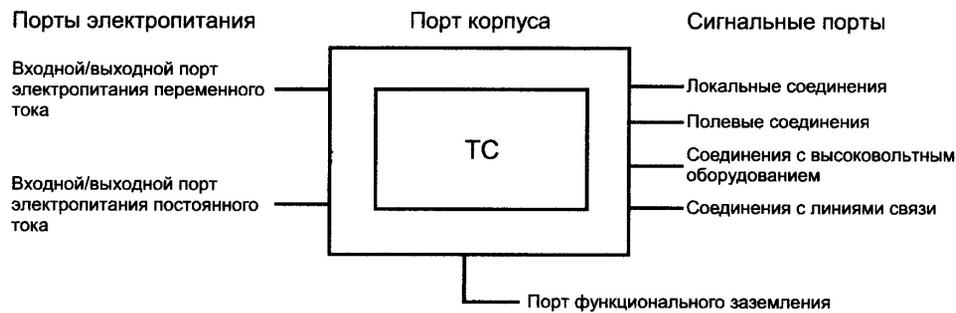


Рис. П3.4.1. Порты ТС

Порт — граница между ТС и внешней электромагнитной средой (зажим, разъем, клемма, стык связи и т.п.).

Порт корпуса — это физическая граница ТС, через которую могут излучаться ЭМП, создаваемые ТС, или проникать внутрь, внешние ЭМП.

К портам подключения кабелей относят порты электропитания, сигнальные порты и порты функционального заземления.

Охарактеризуем сигнальные порты.

Локальные соединения: проводники или кабели, подключенные к ТС, функционирующие в условиях легкой электромагнитной обстановки или электромагнитной обстановки средней жесткости:

- они не подключены непосредственно к силовому оборудованию;
- их длины не превышают нескольких десятков метров;
- они используются для целей связи в пределах одного здания.

Полевые соединения: проводники или кабели, подключенные к оборудованию, размещенному на территории подстанции при наличии общей системы заземления.

Соединения с высоковольтным оборудованием: кабели, проложенные от контрольно-измерительной аппаратуры к высоковольтному оборудованию (автоматическим выключателям, трансформаторам тока, трансформаторам напряжения, оборудованию передачи данных по силовым линиям).

Соединения с линиями связи: кабели связи, выходящие за пределы распределенной системы заземления электростанции или подстанции для непосредственного соединения (без применения средств защиты от помех) с системой проводной связи или с удаленными объектами.

Порт функционального заземления предназначен для обеспечения единой точки отсчета для сигнальных напряжений.

Виды соединений на подстанции приведены на рис. П3.4.2.

Классификация мест размещения ТС подстанциях ВН при определении требований для порта корпуса, электропитания и функционального заземления:

Н — при отсутствии защиты от помех (например, здания для управления, релейной аппаратуры, места размещения коммутационной аппаратуры);

Р — при наличии защиты от помех (например, экранированная зона в здании для управления).

Виды соединений, характерных для сигнальных портов:

l — локальные (например, соединения внутри помещения для управления);

f — полевые (например, соединения в зоне коммутационной аппаратуры и в здании с релейной аппаратурой);

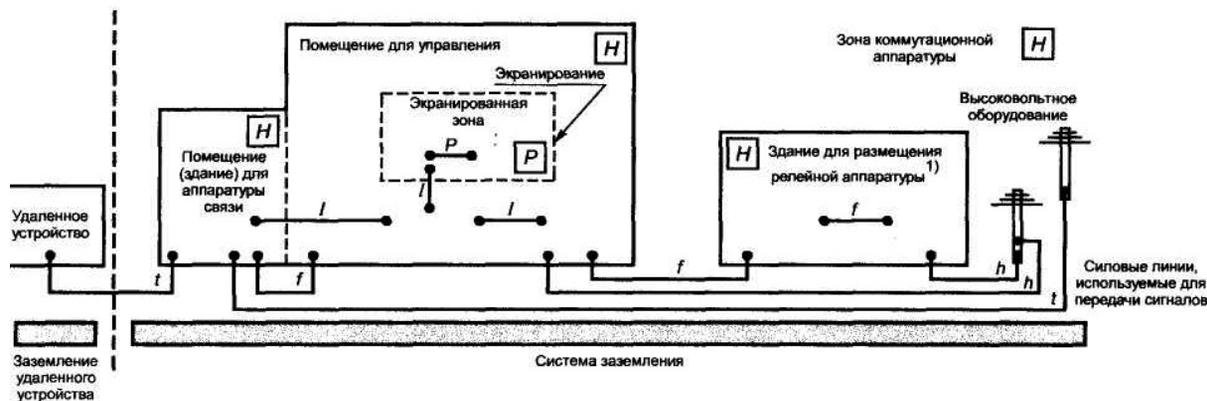


Рис. ПЗ.4.2. Виды соединений на подстанции ВН

h — с высоковольтным оборудованием (например, соединения с автоматическими выключателями, трансформаторами тока и напряжения и т. д.);

t — с линиями связи (например, соединения, применяемые при передаче сигналов по высоковольтным линиям и для связи с удаленными устройствами);

p — «защищенные» соединения, например, соединения внутри экранированного помещения.

Виды и уровни испытательных воздействий, рекомендуемых для устройств, устанавливаемых на электросетевых объектах, приведены в табл. П.3.4.1.

Таблица П 3.4.1

Виды и уровни испытаний на помехоустойчивость и помехоэмиссию вторичного оборудования и рекомендуемые степени жесткости испытаний

№ п/п	Вид электромагнитных воздействий и испытаний на помехоустойчивость	Нормативный документ	Степень жесткости испытаний (тип соединения)	Параметр	Примечание
1	Напряжения и токи промышленной частоты при КЗ на землю. Испытания электрической прочности изоляции напряжением в установившемся режиме и импульсным напряжением	ГОСТ IEC 60255-5-2014	—	2000 В переменного тока	Для всех портов питания и для портов проводных цепей, выходящих на РУ
Порт корпуса					
2	Магнитные поля промышленной частоты от силового оборудования в нормальных и аварийных режимах. На устойчивость к воздействию магнитного поля промышленной частоты	ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93)	5 ст. жест.	100 А/м (длительно), 1000 А/м (кратковременно)	Для устройств чувствительных к магнитным полям
			2 ст. жест.	3 А/м (длительно)	Для мониторов с электронно-лучевой трубкой
3	Электромагнитные поля радиочастотного диапазона от внешних и внутренних устройств связи. Испытания на устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю	ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006)	Не ниже 3 ст. жест.	10 В/м	Для всех устройств
4	Импульсные магнитные поля от молний и первичных цепей. Испытания на устойчивость к импульсному магнитному полю	ГОСТ Р 50649-94 (МЭК 1000-4-10-93)	Не ниже 3 ст. жест.	300 А/м	Для устройств чувствительных к магнитным полям
5	Разряды статического электричества с персонала. На устойчивость к разрядам статического электричества	ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2-2008)	Не ниже 3 ст. жест.	6 кВ контактный, 8 кВ воздушный	Для всех устройств

№ п/п	Вид электромагнитных воздействий и испытаний на помехоустойчивость	Нормативный документ	Степень жесткости испытаний (тип соединения)	Параметр	Примечание
Сигнальные порты					
6	Импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ на первичной стороне. Испытания на устойчивость к колебательным затухающим помехам	ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-97)	<u>Локальное</u> <u>Полевое</u> 3 ст. жест. (для однократных) 2 ст. жест. (для повторяющихся) <u>С оборудованием</u> 4 ст. жест. (для однократных) 3 ст. жест. (для повторяющихся)	— 2 кВ (провод — земля), 1кВ (провод — провод) 1 кВ (провод — земля), 0,5 кВ (провод — провод) 4 кВ(провод — земля), 2 кВ противофазное 2,5 кВ (провод — земля), 1 кВ (провод — провод)	Для всех устройств
7	Импульсные помехи от токов молнии. Испытания на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии	ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95)	<u>Локальное</u> Провод — земля 2 ст. жест. Провод — провод 1 ст. жест. <u>Полевое</u> Провод — земля 3 ст. жест. Провод — провод 2 ст. жест. <u>С оборудованием</u> Провод — земля 4 ст. жест. Провод — провод 3 ст. жест.	1кВ 0,5 кВ 2 кВ 1 кВ 4 кВ 2 кВ	Для всех устройств
8	Наносекундные импульсные помехи от электромеханических устройств в системах электропитания постоянного и переменного тока. Испытания на устойчивость к наносекундным импульсным помехам	ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004)	<u>Локальное</u> 3 ст. жест. <u>Полевое</u> 4 ст. жест. <u>С оборудованием</u> Спец. Ст. жест.	1 кВ 2 кВ 4 кВ	Для всех устройств
9	Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96)	3 ст. жест.	10 В	Для всех сигнальных портов
10	Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 0 до 150 кГц	ГОСТ Р 51317. 4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-98)	4 ст. жест.	30 В длит. 100 В кратк.	Для всех сигнальных портов

№ п/п	Вид электромагнитных воздействий и испытаний на помехоустойчивость	Нормативный документ	Степень жесткости испытаний (тип соединения)	Параметр	Примечание
Питание постоянным током					
11	Провалы напряжения	ГОСТ IEC 61000-4-29-2016	30 % (1 с) 60 % (0,1 с)		Только для входных портов
	Прерывания напряжения		100 % (0,5с)		
	Испытания на устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока	ГОСТ Р 51317.4.17-2000 (МЭК 61000-4-17-99)	Не ниже 3 ст. жест.	Пульсации не выше 10 %.	Для всех портов питания постоянного тока
12	Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц	ГОСТ Р 51317.4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-96)	Не ниже 3 ст. жест.	10 В (длительно) 100 В (1 с)	Для всех портов питания постоянного тока
13	Импульсные помехи от токов молнии. Испытания на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии	ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95)	Провод –земля 3 ст. жест. Провод –провод 2 ст. жест.	2 кВ 1 кВ	Для всех портов питания постоянного тока
14	Наносекундные импульсные помехи от электромеханических устройств в системах электропитания постоянного и переменного тока. Испытания на устойчивость к наносекундным импульсным помехам	ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4-2004)	4 ст. жест.	4 кВ	Для всех портов питания постоянного тока
15	Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96)	3 ст. жест.	10 В	Для всех портов питания постоянного тока
16	Импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ на первичной стороне. Испытания на устойчивость к колебательным затухающим помехам	ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-97)	4 ст. жест. (для однократных) 3 ст. жест. (для повторяющихся)	4 кВ (провод — земля), 2 кВ (провод — провод) 2,5 кВ (провод — земля), 1 кВ (провод — провод)	Для всех портов питания постоянного тока
Питание переменным током					
17	Провалы напряжения	ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11-2004)	30% (50 периодов) 60% (1 период)		Только для входных портов
	Прерывания напряжения		100% (5 периодов)		
18	Испытания на устойчивость к искажениям синусоидальности напряжения электропитания, включая передачу сигналов по электрическим сетям	ГОСТ 30804.4.13-2013 (IEC 61000-4-13-2002)	В соответствии с рекомендациями настоящих МУ		Для всех портов питания переменного тока
	Испытания на устойчивость к колебаниям напряжения	ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-2000)			
	Испытания на устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания	ГОСТ Р 51317.4.11-99 (МЭК 61000-4-11-94)			
19	Испытания на устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока	ГОСТ Р 51317.4.28-2000 (МЭК 61000-4-28-2000)			

№ п/п	Вид электромагнитных воздействий и испытаний на помехоустойчивость	Нормативный документ	Степень жесткости испытаний (тип соединения)	Параметр	Примечание
20	Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96)	Не ниже 3 ст. жест.	(10В)	Для всех портов питания переменного тока
21	Импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ на первичной стороне. Испытания на устойчивость к колебательным затухающим помехам	ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12)	4 ст. жест. (для однократных) 3 ст. жест. (для повторяющихся)	4 кВ (провод — земля), 2 кВ (провод — провод) 2,5 кВ (провод — земля), 1 кВ (провод — провод)	Для всех портов питания переменного тока
22	Испытания на устойчивость к наносекундным импульсным помехам	ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4-2004)	4 ст. жест.	4 кВ	Для всех портов питания переменного тока
23	Импульсные помехи от токов молнии. Испытания на устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии	ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-96)	Провод — земля 4 ст. жест. Провод — провод 3 ст. жест.	4 кВ 2 кВ	Для всех портов питания переменного тока
Порт функционального заземления					
24	Испытания на устойчивость к наносекундным импульсным помехам (ввод помехи применением емкостных клещей связи)	ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4-2004)	4 ст. жест.	4 кВ	Требования применяют к соединениям с функциональным заземлением, отделенным от защитного заземления
25	Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96)	Не ниже 3 ст. жест.	(10 В)	10 В = 140 дБ (мкВ)
Помехоэмиссия					
26	Радиопомехи от оборудования. Помехоэмиссия	ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПр 22-97) ГОСТ Р 51318.11-99 (СИСПр 11-97)	В соответствии с ГОСТ		

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

4.1. Общие положения

Система оперативного постоянного тока на электрических станциях и подстанциях служит для питания вторичных устройств:

— аппаратов устройств дистанционного управления, сигнализации, оперативной блокировки безопасности и РЗА;

— приводов ВВ, АВ, контакторов;

— системы аварийного освещения;

— электродвигателей аварийных маслососов в системах смазки агрегатов;

— электродвигателей аварийных насосов в системах уплотнения вала генератора;

— электродвигателей аварийных маслососов в системах регулирования турбин, имеющих автономную систему регулирования с приводом аварийных маслососов двигателями постоянного тока;

— преобразователей-агрегатов для аварийного питания устройств связи;

— агрегатов бесперебойного питания АСУ ТП.

От источников оперативного тока требуется повышенная надежность, их мощность должна быть достаточной для действия вторичных устройств, при самых тяжелых авариях, а напряжение отличаться стабильностью.

При эксплуатации оперативный персонал сталкивается с нарушениями нормального функционирование оборудования СОПТ, среди которых основными являются:

— снижение сопротивления изоляции сети СОПТ ниже допустимого уровня из-за старения изоляции ЭП и КЛ;

— отказ или затруднение включения приводов высоковольтных выключателей в распределительных устройствах (ОРУ, КРУ);

— ложное срабатывание МП устройств РЗА или их повреждение из-за высокого уровня электромагнитных помех в цепях СОПТ;

— отказ или неселективная работа ЗА при КЗ;

— повреждение изоляции ЭП и КЛ при КЗ из-за невыполнения требований термической стойкости и невозгораемости.

Наложение этих проблем может привести к аварии. Последствия аварийного режима работы СОПТ могут быть самыми серьезными. Известны случаи крупных аварий с тяжелыми последствиями, приведших к пожарам в кабельном хозяйстве и повреждению основного оборудования, которые возникли вследствие неисправного технического состояния СОПТ. В качестве примера можно привести аварию на одной из подстанций в ОАО «Кузбассэнерго», на которой вследствие неселективной работы ЗА при КЗ в цепи сигнализации произошло отключение рабочего питания ЩПТ и отключение цепей защиты и управления. Дальнейшее развитие аварии привело к развалу энергосистемы и потере межсистемных связей с разгрузкой потребителей (1860 МВт) и отключением 39-ти ВЛ-110 кВ и 10-ти ВЛ-220 кВ [41].

Причиной аварии послужило неисправное техническое состояние СОПТ подстанции, введенной в эксплуатацию в 1966 г. Незначительная авария на одном из энергообъектов явилась толчком к последующим событиям в энергосистеме с катастрофическими последствиями (рис. 4.1, 4.2).

Анализ пожаров, приведших к авариям на ТЭС за период с 1981 по 1990 гг., проведенный ОАО «Союзтехэнерго» [40], показывает, что за этот период на ТЭС Минэнерго произошло 178 аварий, вызванных возгоранием или пожаром отдельных видов оборудования и сооружений. При этом наибольшее число аварий с тяжелыми последствиями вызвано пожарами в кабельном хозяйстве, возникшими вследствие неотключенного ЗА дугового КЗ в СОПТ или в СН. Основной причиной этого является недостаточная чувствительность ЗА к токам дуговых КЗ. Не редки случаи, когда

дуговое КЗ в групповой или распределительной линии отключается вводным АВ и ПП из-за невыполнения требований селективности. Так как УЗП подключены к шинам ЩПТ после вводных ЗА, то все потребители СОПТ, в том числе и устройства РЗА, оказываются обесточенными.



Рис. 4.1. Последствия пожара в кабельном коробе

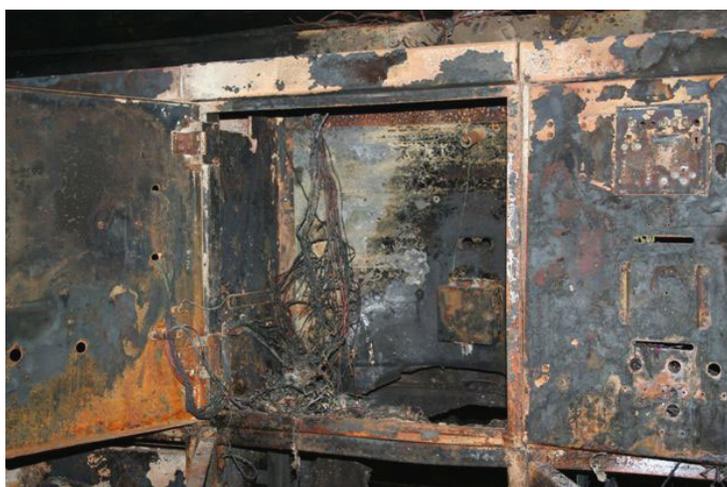


Рис. 4.2. Последствия пожара в КРУ-10 кВ

Одной из основных причин возникновения аварий является высокий уровень электромагнитных помех в цепях питания МП устройств РЗА, который приводит к ложному их срабатыванию и отключению ВЛ или высоковольтного оборудования.

Сведения о наиболее тяжелых авариях, произошедших за последние 10 лет на объектах энергетики РФ, представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Аварии на объектах энергетики, причины их возникновения и последствия

Название объекта (предприятия)	Содержание	Причина	Кол-во аварий	Последствия
ТЭЦ, «ОАО Мосэнерго»	Ложное срабатывание устройств РЗА	Высокий уровень электромагнитных помех в цепях питания СОПТ, отсутствуют УЗИП	9	Отключение генераторов, трансформаторов, УЗП, ВВ, потеря потребителей
ПС, ОАО «Кузбассэнерго»	Неселективная работа вводного ЗА ЩПТ, отключение устройств РЗА	КЗ в цепи сигнализации СОПТ	1	Развал энергосистемы: отключение 39-ти ВЛ-110 кВ и 10-ти ВЛ-220 кВ
		КЗ в ячейке 10 кВ дуга перекинулась на цепи СОПТ	2	Повреждение АТ, выгорание КРУ-10 кВ

Название объекта (предприятия)	Содержание	Причина	Кол-во аварий	Последствия
ПС, ОАО «МОЭСК»	Неселективная работа вводного ЗА ЩПТ, отключение устройств РЗА	КЗ в ячейке 10 кВ дуга перекинулась на цепи СОПТ	1	Выгорание всей ПС
		Удар молнии в ВЛ 10 кВ, КЗ в ячейке ЗРУ-10 кВ дуга перекинулась на СОПТ	1	Выгорание ЗРУ-10 кВ
	Отключился АВ питания защит АТ на ГЩУ	КЗ на ТТ, перекрытие на вторичные цепи и вынос высокого потенциала в панель защит АТ	1	Выгорание ТТ, отключение 4-х ВЛ, отключение секции 110 кВ и 220 кВ
	Ложное срабатывание устройств РЗА	Высокий уровень электромагнитных помех в цепях питания СОПТ при работе АВР	1	Отключение ВЛ 110 кВ, отключение потребителей
		Высокий уровень электромагнитных помех в цепях питания СОПТ, отсутствуют УЗИП	1	Отключение АТ
ТЭЦ, ОАО «МРСК Центра»	Ложное срабатывание противоаварийной автоматики	Высокий уровень электромагнитных помех в кабеле цепей управления	1	Отключение энергоблока
ПС, ОАО «ФСК ЕЭС»	Неселективная работа вводного ЗА ЩПТ, отключение устройств РЗА	КЗ в цепи ШП привода ВВ 500 кВ	1	Выгорание привода ВВ. Отключение 700 МВт потребителей
		КЗ в цепи ШП привода ВВ 110 кВ	1	Полное обесточивание ПС, потеря потребителей
		КЗ в цепи ШП привода ВВ 110 кВ	1	Повреждение катушек приводов ВВ 110 кВ, отключение 10 ВВ, отключение АТ-1, Т-1
	Неселективное отключение нескольких АВ цепей ШУ на ЩПТ, отключение устройств РЗА	КЗ на переключателе цепей ШУ в ЩПТ	1	Повреждение устройств РЗА
		КЗ на «землю» на ВЛ 110 кВ, КЗ в кабеле ШУ,ходящем от РЩ к АТ	1	Выгорание кабелей, отключение 2,5 МВт потребителей
	Отключение нескольких АВ в ЩПТ, отключение устройств РЗА	Удар молнии в молниевывод ПС, перенапряжения в сети СОПТ, отсутствие УЗИП в ЩПТ	1	Отключение АТ
	Ложное срабатывание противоаварийной автоматики	Высокий уровень электромагнитных помех в цепях питания СОПТ, отсутствуют УЗИП	1	Отключение 600 МВт потребителей
	Неправильное срабатывание РЗА	КЗ в контрольном кабеле, замыкание переменного тока на отрицательный полюс шинок управления ЩПТ	1	Отключение 1050 МВт потребителей, снижение зарубежных поставок на 935 МВт

Для предотвращения аварийных ситуаций необходимо своевременно выявлять и устранять дефекты СОПТ, возникающие в процессе ее эксплуатации.

4.2. Нормативные документы

Типовые измерения параметров оборудования СОПТ, как правило, проводятся по стандартным методикам, приведенным в НТД или заводским инструкциям на отдельные виды оборудования. Из нормативных документов, предписывающих проведение испытаний и измерений в электроустановках постоянного тока, напрямую к СОПТ ЭС и ПС имеют отношение следующие документы:

— РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003) «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»: Министерство топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России». — 15-е изд. перераб. и доп. — М.: СПО ОРГРЭС, 1996;

— РД 34.45-51.300-97 «Объемы и нормы испытаний электрооборудования». — 6-е изд. — М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004;

— СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети». Дата введения: 29.05.2017.

Из анализа [45; 47; 53] можно сделать заключение о том, что в ней не предусмотрена диагностика некоторых компонентов СОПТ (например, УКИ, УЗП, СТБН, УЗИП) и не отражены современные требования, предъявляемые к качеству электропитания оборудования СОПТ (напряжение и ток пульсаций, точность стабилизации напряжения). Нормируемые значения некоторых параметров приводятся без ссылок на методики и технические средства, в соответствии с которыми проводится диагностика оборудования. По этим причинам ряд параметров, ответственных за надежную работу СОПТ, не контролируется оперативным персоналом в процессе эксплуатации.

Информация по отсутствующим в [45; 47; 53] видам оборудования разбросана по различным документам: ПУЭ, ГОСТ, СТО, РЭ заводов-производителей оборудования, МУ по проектированию СОПТ различных энергообъектов и др.

На основании анализа этих документов и многолетнего опыта проведения диагностики СОПТ на ТЭС и ПС предлагается перечень оборудования и его параметров (табл. 4.2), которые необходимо контролировать в процессе эксплуатации СОПТ. В первой строке каждого подраздела приведены параметры, контролируемые в настоящее время в соответствии с [45; 47; 53], во второй строке, параметры, контроль которых необходимо проводить в соответствии с остальной НТД.

Таблица 4.2

Перечень оборудования и его параметры, которые необходимо контролировать при диагностике СОПТ

Контролируемый параметр	Цель проверки, НТД	Последствия при отсутствии контроля параметра
Аккумуляторная батарея (АБ)		
1. Емкость АБ (определяется путем проведения контрольного разряда) 2. Плотность электролита в каждой банке 3. Напряжение каждого элемента АБ 4. Сопротивление изоляции АБ 5. Высота осадка (шлама) в банке 6. Процентное содержание в электролите моногидрата, железа, мышьяка, марганца, хлора, окислов азота, нелетучего остатка (химический анализ электролита)	При вводе АБ в эксплуатацию проверяется соответствие ее фактической емкости паспортной. Определяются динамика изменения емкости АБ, отстающие и дефектные элементы. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003), РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017	Не включение приводов ВВ, снижение токов КЗ. Нарушение нормального функционирования оборудования СОПТ
1. Внутреннее сопротивление АБ	1а. Определение фактических значений токов КЗ в сети СОПТ. IЕС 60896-11:2004 1б. Определение фактической емкости АБ без вывода ее из работы. IЕС 60896-11:2004	1а. Неизвестны значения токов КЗ в сети СОПТ. Невозможно проверить правильность выбора ЗА, ЭП и КЛ. Не отключение КЗ 1б. Невозможно проверить правильность выбора АБ. Потеря нагрузки в автономном режиме работы АБ

Контролируемый параметр	Цель проверки, НТД	Последствия при отсутствии контроля параметра
2. Внутренние сопротивления каждого элемента АБ 3. Переходное сопротивление контактов в местах присоединения межэлементных перемычек с выводами (борнами) АБ 4. Время автономной работы АБ на нагрузку при потере СН	2–3. Идентификация дефектных элементов АБ (с повышенным значением внутреннего сопротивления) и дефектных межэлементных перемычек (с повышенным значением переходного сопротивления контактов) 4. Построение циклограммы аварийного разряда АБ. МУ 34-70-035-83 (СО 34.20-807)	2–3. Невозможно найти причину увеличения внутреннего сопротивления всей АБ и снижения токов КЗ в сети СОПТ. Не отключение КЗ. Невозможно провести ремонт или замену дефектных элементов. Деградация и дальнейшее ухудшение состояния дефектных элементов 4. Потеря нагрузки в автономном режиме работы АБ
Автоматический выключатель		
1. Фактические значения тока и времени срабатывания АВ при прогрузке нормируемым тестирующим током 2. Сопротивление изоляции (для АВ на номинальный ток 400А и более) 3. Температура контактов и контактных соединений 4. Диапазон напряжений оперативного тока, при котором сохраняется работоспособность АВ	Проверка соответствия фактических времятоковых характеристик паспортным. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003). РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017, паспорта заводов-производителей, каталоги АВ	Потеря работоспособности АВ. Не отключение сверхтоков. Повреждение оборудования СОПТ
1. Значение ожидаемого тока отключения, который способен отключать АВ при установленном напряжении в предписанных условиях эксплуатации и поведения 2. Кратность минимального значения тока КЗ в защищаемой АВ КЛ к уставке ЭМР, при которой обеспечивается его надежное срабатывание 3. Карта селективности 4. Значение пускового тока нагрузки 5. Ток КЗ на вводных и выходных клеммах	1. Проверка отключающей способности. ПУЭ (6-е изд.) п.п. 3.1.3, 1.4.2.2, 1.4.20 2. Проверка чувствительности (надежности срабатывания) к токам КЗ. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.8 3. Проверка селективности. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.8, ПТЭ п.5.9.24 4. Отстройка от пусковых токов нагрузки. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.4 5. Проверка состояния контактных соединений в ЗА	1. Повреждение АВ при отключении КЗ 2. Не отключение АВ при КЗ в конце защищаемой им КЛ 3. Отключение ближайшего к источнику питания ЗА, потеря СОПТ 4. Отключение АВ при включении нагрузки. Потеря потребителя 5. Невозможно установить причину снижения токов КЗ в сети СОПТ. Не отключение КЗ
Плавкий предохранитель		
1. Сопротивление изоляции 2. Температура контактов и контактных соединений, температура плавкой вставки	Проверка соответствия установленным нормам. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003). РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017	Перекрытие изоляции, возникновение КЗ. Повреждение ПП, потеря работоспособности
1. Значение ожидаемого тока отключения, который способен отключать ПП при установленном напряжении в предписанных условиях эксплуатации и поведения	1. Проверка отключающей способности. ПУЭ (6-е изд.) п.п. 3.1.3, 1.4.2.2, 1.4.20	1. Повреждение ПП при отключении КЗ

Контролируемый параметр	Цель проверки, НТД	Последствия при отсутствии контроля параметра
2. Кратность минимального значения тока КЗ в защищаемой ПП КЛ к номинальному току ПП, при которой обеспечивается его надежное срабатывание	2. Проверка чувствительности (надежности срабатывания) к токам КЗ. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.8	2. Не отключение ПП при КЗ в конце защищаемой им КЛ
3. Карта селективности	3. Проверка селективности. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.8, ПТЭ п.5.9.24	3. Отключение ближайшего к источнику питания ЗА, потеря СОПТ
4. Значение пускового тока нагрузки	4. Отстройка от пусковых токов нагрузки. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.4	4. Отключение ПП при включении нагрузки. Потеря потребителя
5. Ток КЗ на вводных и выходных клеммах	5. Проверка состояния контактных соединений в ЗА	5. Невозможно установить причину снижения токов КЗ в сети СОПТ. Не отключение КЗ
Низковольтный разъединитель-предохранитель		
1. Сопротивление изоляции 2. Сила контактного нажатия (при приемке) 3. Количество отказов при выполнении 5-ти циклов включения-отключения (ВО) 4. Температура контактов и контактных соединений	Проверка соответствия установленным нормам. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003). РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017	Перекрытие изоляции, возникновение КЗ. Повреждение, потеря работоспособности РП
1. Значение ожидаемого тока отключения, который способен отключать РП при установленном напряжении в предписанных условиях эксплуатации и поведения 2. Кратность минимального значения тока КЗ в защищаемой РП КЛ к номинальному току РП, при которой обеспечивается его надежное срабатывание 3. Карта селективности 4. Значение пускового тока нагрузки 5. Ток КЗ на вводных и выходных клеммах	1. Проверка отключающей способности. ПУЭ (6-е изд.) п.п. 3.1.3, 1.4.2.2, 1.4.20 2. Проверка чувствительности (надежности срабатывания) к токам КЗ. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.8 3. Проверка селективности. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.8, ПТЭ п. 5.9.24 4. Отстройка от пусковых токов нагрузки. ПУЭ (6-е изд.) п.3.1.4 5. Проверка состояния контактных соединений в ЗА	1. Повреждение РП при отключении КЗ 2. Не отключение РП при КЗ в конце защищаемой им КЛ 3. Отключение ближайшего к источнику питания ЗА, потеря СОПТ 4. Отключение РП при включении нагрузки. Потеря потребителя 5. Невозможно установить причину снижения токов КЗ в сети СОПТ. Не отключение КЗ
Коммутационный аппарат (выключатель нагрузки, рубильник, пакетный выключатель)		
1. Сопротивление изоляции 2. Температура контактов и контактных соединений	Проверка соответствия установленным нормам. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003). РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017	Перекрытие изоляции, возникновение КЗ. Повреждение КА, потеря работоспособности
Ток КЗ на вводных и выходных клеммах	Проверка состояния контактных соединений в КА	Невозможно установить причину снижения токов КЗ в сети СОПТ. Не отключение КЗ ЗА

Контролируемый параметр	Цель проверки, НТД	Последствия при отсутствии контроля параметра
Вторичная цепь		
1. Сопротивление изоляции 2. Период времени с момента подачи нормируемого испытательного напряжения до пробоя изоляции при 1 минутном испытании повышенным напряжением промышленной частоты 3. Температура контактов и контактных соединений	Проверка соответствия установленным нормам. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003). РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017	Пробой изоляции, возникновение КЗ и пожара
1. Температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при которой кабель или провод полностью сохраняет свои эксплуатационные характеристики по ТУ или стандарту на кабель или провод 2. Максимально допустимая температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при повышении которой на 20 % оболочка или изоляция кабеля или провода начинает плавиться, выделяя дым, или загорается 3. Ток КЗ в начале и конце ЭП или КЛ 4. Уровни электромагнитных помех в цепях РЗА: — провалов и прерываний напряжения электропитания; — пульсаций напряжения постоянного тока; — кондуктивных помех; — микросекундных и наносекундных импульсных помех; — колебательных затухающих помех	1. Проверка термической стойкости. ПУЭ (6-е изд.) п.1.4.8, 1.4.16, 1.4.17 2. Проверка невозгораемости. Циркуляр №Ц-02-98(Э) 3. Проверка состояния контактных соединений 4. Проверка выполнения требований ЭМС для МП устройств РЗА. ГОСТ 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5-2001), СО 34.35.311.2004	1. Нагрев и расплавление изоляции ЭП и КЛ. Возникновение пожара 2. Возгорание изоляции ЭП и КЛ, возникновение пожара 3. Снижение токов КЗ в сети СОПТ. Не отключение КЗ ЗА 4. Проблемы в работе устройств РЗА: — перезагрузка терминалов; — повреждение МП устройств РЗА; — ложное срабатывание защит с отключением ВЛ и высоковольтного оборудования
Распределительный щит и шины постоянного тока		
1. Сопротивление изоляции 2. Температура контактов и контактных соединений	Проверка соответствия установленным нормам. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003). РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017	Пробой изоляции, возникновение КЗ и пожара
Значения тока КЗ на ошиновке и в отходящих распределительных КЛ и ЭП	Проверка состояния контактных соединений	Снижение токов КЗ в сети СОПТ. Не отключение КЗ ЗА
Зарядно-подзарядное устройство		
1. Коэффициент пульсации выходного напряжения 2. Стабилизация выходного напряжения	Проверка соответствия качества выходного напряжения установленным нормам. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003), РЭ заводов-производителей	Сбои в работе МП устройств РЗА. Нарушение нормального функционирования оборудования СОПТ
1. Действующее значение пульсаций тока поддерживающего заряда АБ	1. Проверка соответствия действующего значения тока пульсации установленным нормам. СТО 56947007-29.120.40.041-2010	1. Повреждение пластин АБ и уменьшение их активной площади, снижение эксплуатационного ресурса АБ

Контролируемый параметр	Цель проверки, НТД	Последствия при отсутствии контроля параметра
2. Коэффициент стабилизации выходного тока	2. Проверка точности стабилизации тока установленным нормам. ТГДА. 656432.047 РЭ (РЭ УЗП. Завод «Конвертор»)	2. Ухудшение параметров элементов АБ при заряде нестабилизированным током
3. Сопротивление изоляции УЗП	3. Проверка соответствия сопротивления изоляции НКУ установленным нормам. ГОСТ Р 51321.1-2000	3. Развитие дефекта, снижение пробивного напряжения
4. Пробивная прочность изоляции	4. Проверка пробивной прочности низковольтных комплектных устройств. ГОСТ Р 51321.1-2000	4. Пробой на корпус, возникновение КЗ, отключение УЗП ЗА. Снижение надежности работы СОПТ без резервирования УЗП
5. Сопротивление заземления корпуса	5. Проверка соответствия сопротивления заземления корпуса установленным нормам ТГДА. 656432.047 РЭ	5. Пробой на корпус, поражение персонала электрическим током
6. Значение напряжения поддерживающего заряда на АБ при отказе одного из УЗП	6. Проверка резервирования электропитания	6. При отсутствии резервирования АБ переходит в автономный режим работы (аварийный разряд)
Стабилизатор напряжения		
1. Коэффициент пульсации выходного напряжения 2. Стабилизация выходного напряжения	Проверка установленным нормам 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003)	
1. Сопротивление изоляции СТБН	1. Проверка соответствия сопротивления изоляции НКУ. ГОСТ Р 51321.1-2000	1. Развитие дефекта, снижение пробивного напряжения
2. Пробивная прочность изоляции	2. Проверка пробивной прочности НКУ. ГОСТ Р 51321.1-2000	2. Пробой на корпус, возникновение КЗ, отключение СТБН ЗА. Снижение надежности работы СОПТ без СТБН
3. Сопротивление заземления корпуса	3. Проверка соответствия сопротивления изоляции НКУ установленным нормам. ТГДА. 656432.047 РЭ	3. Пробой на корпус, поражение персонала электрическим током
Устройство контроля изоляции и поиска «земли»		
Сопротивление изоляции сети полюсов СОПТ относительно «земли», при котором срабатывает УКИ	Проверка чувствительности УКИ. РД 34.20.501-95 (СО 153-34.20.501-2003). Методика проверки отсутствует	Отсутствие достоверной информации о значении сопротивления изоляции, замыкание сети на «землю». При двойном замыкании возникновение КЗ
1. Предельное, селективно определяемое значение сопротивления изоляции	1. Проверка чувствительности УКИ. РЭ заводов-производителей УКИ	1. Невозможно определить фидер с пониженным сопротивлением изоляции и своевременно устранить место повреждения
2. Емкость сети на «землю»	2. РЭ заводов-производителей УКИ	2. Не работает УКИ
3. Напряжения полюсов относительно «земли» при работе УКИ в режиме поиска поврежденного фидера	3. Проверка условий ЭМС для МП устройств РЗА	3. Ложно срабатывают дискретные входы МП устройств РЗА

Контролируемый параметр	Цель проверки, НТД	Последствия при отсутствии контроля параметра
Устройство защиты от импульсных перенапряжений		
Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
1. Ток утечки УЗИП	1. Проверка соответствия установленным нормам. СТО 56947007-29.120.40.041-2010 (п.п. 10.2, 10.3)	1. Снижение сопротивления изоляции сети СОПТ. При пробое УЗИП появляется «земля» в сети СОПТ
2. Остаточное напряжение УЗИП	2. Определяет уровень помехозащитности МП устройств РЗА	2. Сбои в работе МП устройств РЗА и их повреждение

Из таблицы 4.2 следует, что в соответствии с [45; 47; 53] проводится диагностика лишь отдельных компонентов СОПТ. Информации, получаемой по результатам подобной диагностики, не достаточно для определения технического состояния всей системы. Кроме этого, существуют параметры, отсутствующие в действующих НТД, например, внутреннее сопротивление элемента АБ, переходное сопротивление контактов в межэлементных переключках и др. Данные параметры необходимо контролировать для установления причин ухудшения основных характеристик оборудования СОПТ.

4.3. Методы и средства диагностики системы оперативного постоянного тока энергообъектов

В 2009 г. ООО «НПФ ЭЛНАП» были разработаны МУ по диагностике СОПТ на ПС ПАО «МО-ЭСК» [42]. Контролируемые в соответствии с МУ параметры можно классифицировать по методам их определения на следующие группы.

1. Измеряемые параметры:

- емкость и внутреннее сопротивление АБ;
- напряжения и внутренние сопротивления элементов АБ и контактов межэлементных переключек;
- плотность электролита в элементах АБ (для АБ открытых типов);
- высота осадка (шлама) в элементе (банке) АБ.
- токи металлических КЗ в сети СОПТ;
- емкость сети на землю;
- коэффициенты пульсаций напряжения и стабилизации тока в выходных цепях УЗП и СТБН;
- уровни кондуктивных электромагнитных помех в сети СОПТ;
- сопротивление изоляции сети СОПТ, АБ, сопротивление изоляции и электрическая прочность изоляции УЗП и СТБН;
- сопротивление заземления корпусов УЗИ и СТБН;
- температура контактных соединений (тепловизионный контроль).

2. Параметры, определяемые расчетным способом:

- токи дуговых КЗ;
- ожидаемый ток отключения, который способен отключать ЗА при установленном напряжении в предписанных условиях эксплуатации и поведения (отключающая способность);
- кратность минимального значения тока КЗ в защищаемом ЗА участке сети к номинальному току ПП или уставке ЭМР АВ, при которой обеспечивается его надежное срабатывание (чувствительность);
- карта селективности с времятоковыми характеристиками ЗА нескольких ступеней защиты с указанным диапазоном токов КЗ (селективность);
- пусковые токи нагрузки и координата их характеристик с времятоковыми характеристиками ЗА с целью исключения срабатывания при включении оборудования (отстройка от пусковых токов);
- температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при которой кабель или провод полностью сохраняет свои эксплуатационные характеристики по ТУ или стандарту на кабель или провод (термическая стойкость);

— максимально допустимая температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при повышении которой на 20 % оболочка или изоляция кабеля или провода начинает плавиться, выделяя дым, или загорается (невозгораемость);

— время автономного режима работы АВ при фактических параметрах распределительной сети и АВ (циклограмма аварийного разряда АВ);

— уровни электромагнитных помех в цепях СОПТ для устройств РЗА*.

3. Параметры, используемые при экспериментальном определении технического состояния оборудования СОПТ:

— значение сопротивления изоляции, при котором срабатывает УКИ и правильно находит КЛ и ЭП с поврежденной изоляцией;

— значения тока и времени срабатывания АВ при прогрузке нормируемым тестирующим током;

— ток утечки и остаточное напряжение УЗИП;

— напряжение поддерживающего заряда на АВ при отказе (отключении) одного из УЗП (проверка взаиморезервирования);

— количество отказов при выполнении циклов включения-отключения РП;

— сила контактного нажатия РП (при приемке);

— диапазон напряжений оперативного тока (от минимального до номинального), при котором сохраняется работоспособность АВ.

4. Параметры, определяемые при специальном обследовании**:

— процентное содержание в электролите моногидрата, железа, мышьяка, марганца, хлора, окислов азота, нелетучего остатка.

При диагностике СОПТ в полном объеме должны быть выполнены следующие виды работ:

— сбор исходных данных;

— визуальный контроль;

— проверка/корректировка исполнительной схемы;

— определение технического состояния АВ;

— определение технического состояния УЗП;

— определение технического состояния СТБН;

— определение технического состояния УКИ и поиска «земли»;

— определение технического состояния коммутационно-защитной аппаратуры;

— определение технического состояния АВ;

— определение технического состояния ПП, ПР, КА;

— определение технического состояния УЗИП;

— измерение сопротивления петли «плюс-минус» (токов КЗ) в сети;

— расчет токов КЗ;

— определение технического состояния контактных соединений;

— проверка отключающей способности, чувствительности и селективности ЗА;

— проверка отстройки ЗА от пусковых токов и термической стойкости электромагнитов включения;

— проверка термической стойкости и невозгораемости ЭП и КЛ;

— проверка работоспособности электроприемников в нормальном и аварийном режимах работы с учетом текущих параметров СОПТ;

— проверка выполнения требований ЭМС.

Диагностика СОПТ и ее элементов должна проводиться: при вводе в эксплуатацию на этапе приемосдаточных испытаний; в процессе эксплуатации периодически и при технологических нарушениях.

4.4. Визуальный осмотр и корректировка схемы СОПТ

Визуальный осмотр проводится для проверки соответствия электроустановок СОПТ действующей НТД и проектной документации. Основная цель визуального осмотра — обнаружение явных дефектов при внешнем осмотре оборудования СОПТ. Выявленные при визуальном осмотре дефекты рекомендуется документально подтверждать путем фотографирования мест их расположения и заносить

* Проверка выполнения требований ЭМС для устройств РЗА при воздействии некоторых видов помех осуществляется экспериментально-расчетным способом при проведении имитационных измерений.

** Проверка осуществляется путем проведения химического анализа электролита в химической лаборатории.

в Протокол №1 визуального осмотра и Дефектную ведомость Технического отчета. В таблице 4.3 приведены наиболее характерные дефекты, обнаруживаемые при визуальном осмотре оборудования СОПТ, и последствия, к которым они могут привести при несвоевременном их устранении.

Таблица 4.3

**Характерные дефекты, обнаруживаемые при визуальном осмотре
и последствия, к которым они могут привести**

№ п/п	Название оборудования (элемента)	Типовые дефекты	Последствия
1.	Аккумуляторная батарея	Наличие высокого уровня осадка (шлама) в элементах	Снижение емкости АБ, увеличение ее внутреннего сопротивления. Снижение токов КЗ в сети СОПТ, несрабатывание ЗА при протекании сверхтоков
		Изменение цвета электролита	
		Наличие сильного газовыделения в электролите	
		Оплавление межэлементных перемычек и их изоляции из-за нарушения технологии пайки	
		Окисление контактов в местах присоединения межэлементных перемычек к выводам АБ	
		Трещины или сколы на поверхности корпуса элемента. Вздутие стенок элементов у герметизированных аккумуляторов	Вытекание электролита из элемента, неполное покрытие пластин электролитом, снижение их активной поверхности, выход из строя элемента АБ
		Неудовлетворительное состояние электродов (коробление, чрезмерный рост положительных электродов, наросты на отрицательных, сульфатация)	КЗ между пластинами, повреждение элемента. Уменьшение активной поверхности пластин, уменьшение емкости АБ, увеличение внутреннего сопротивления АБ, снижение токов КЗ
		Низкий уровень электролита	Неполное покрытие пластин электролитом, снижение их активной поверхности, увеличение внутреннего сопротивления АБ
		Загрязнения на внешней поверхности и крышках элементов	Утечки тока по поверхности, ускоренные саморазряд АБ
		Нарушение герметичности уплотнений выводов (борнов)	Выдавливание электролита и загрязнение поверхности, увеличение утечек тока, ускоренный саморазряд АБ
Отсутствие приточно-вытяжной вентиляции и обогрева помещения аккумуляторной батареи	Образование в помещении аккумуляторной взрывоопасной водородовоздушной смеси. Снижение емкости АБ в холодные периоды времени		
2.	Зарядно-подзарядное устройство, стабилизатор напряжения	Пыль и посторонние предметы на наружных поверхностях шкафа, органах управления и индикации, на ребристой поверхности охладителя, печатных платах и электронных блоках	Пробой по загрязненной поверхности, возникновение КЗ, повреждение электронных блоков или отдельных компонентов
		Не работают щитовые измерительные приборы и индикаторы на передней панели	Невозможность контроля режимов работы УЗП (СТБН), напряжения поддерживающего заряда (стабилизированного напряжения). Возможен перезаряд или недозаряд элементов АБ

№ п/п	Название оборудования (элемента)	Типовые дефекты	Последствия
		Механические повреждения органов управления и индикации, печатных плат и электронных блоков	Нет возможности управления (включения, отключения). Возникновение КЗ, повреждение электронных блоков или отдельных компонентов
		Ненадежно зафиксированы разъемные соединения	Сбои в работе УЗП (СИБН) или их отключение
		Ненадежно закреплены печатные платы и электронные блоки	Разогрев контактов, расплавление изоляции проводников
		Разболтаны контактные соединения	Сбои в работе УЗП (СИБН) или их отключение. Возникновение внутреннего КЗ
		Надписи на УЗП не соответствуют диспетчерским наименованиям	Возможны ошибки при проведении коммутаций оборудования
3.	Автоматический выключатель	Сломаны органы управления	Нет возможности управления АВ вручную
		Повреждения корпуса (трещины и сколы)	Попадание пыли и влаги внутрь АВ, возникновение внутреннего межфазного КЗ
		Выработан эксплуатационный ресурс работы (более 20 лет)	Не гарантируется надежное срабатывание АВ при возникновении сверхтоков
		Коррозия контактов (контакты сильно окислены)	Разогрев контакта, расплавление изоляции проводника. Большая вероятность возникновения КЗ и возгорания ЭП или КЛ
		Плохо закреплены (разболтаны) проводники в клеммах АВ	
		Вводные проводники присоединены к клеммам подвижных контактов АВ	Подвижные контакты постоянно находятся под напряжением, снижение надежности работы АВ
		Уставка ТР АВ превышает длительно допустимую токовую нагрузку подключенных к нему проводников	Разогрев жил проводника и расплавление изоляции, возникновение КЗ. Большая вероятность возникновения КЗ и возгорания ЭП и КЛ
		Отсутствует (ошибочная) маркировка АВ	Ошибочное отключение АВ, потеря нагрузки
4.	Плавкий предохранитель, разъединитель-предохранитель	Используется ПП, предназначенный для работы только в цепях переменного тока	Повреждение ПП (РП) при отключении тока КЗ
		Номинальный ток ПП превышает длительно допустимую токовую нагрузку подключенных проводников	Разогрев жил проводника и расплавление изоляции. Большая вероятность возникновения КЗ и пожара
		В одних и тех же цепях в качестве соседних ступеней защиты используются ПП разных типов (ПР-2, ПН-2 и НППН-2)	Нарушение селективности из-за пересечения времятоковых характеристик разнотипных ПП (РП). Отключение 1-й ступени защиты при возникновении КЗ, потеря СОПТ
		Поврежден (оплавлен) держатель предохранителя в результате протекания тока КЗ	Увеличение переходного сопротивления контакта ПП с держателем, уменьшение тока КЗ в цепи
		В держатели ПП установлены нестандартные плавкие элементы типа «жучок»	Несрабатывание ПП при возникновении тока КЗ. Нарушение селективности.
		Отсутствует (ошибочная) маркировка ПП	Ошибочное отключение ПП (РП), потеря нагрузки

№ п/п	Название оборудования (элемента)	Типовые дефекты	Последствия
5.	Коммутационный аппарат (выключатели нагрузки, рубильники, пакетные выключатели)	Коррозия контактов (контакты сильно окислены)	Повышение сопротивления петли «плюс-минус», снижение тока КЗ. Не обеспечиваются условия для срабатывания привода ВВ на ОРУ (в КРУ)
		Номинальный ток переключателя в цепи 100-го элемента АБ не соответствует току короткого замыкания на шинах ЩПТ	Расплавление контактов и повреждение переключателя. Отсутствие возможности переключений с 108-го на 100-й элемент при проведении уравнильного заряда АБ
		Отсутствует (ошибочная) маркировка КА	Ошибочное отключение КА, потеря нагрузки
6.	Вторичные цепи	На бирках ЭП и КЛ указана информация, не соответствующая действительности	Возможны ошибки при проведении ремонтных работ и переключений, которые могут привести к потере части потребителей
		Отсутствует маркировка ЭП и КЛ	
		Неудовлетворительное состояние изоляции проводов: растрескалась и осыпалась изоляция	Велика вероятность возникновения КЗ на участке сети СОПТ
		Неудовлетворительное состояние контактных соединений в клеммниках (сильная коррозия)	Увеличение сопротивления петли «плюс-минус», снижение токов КЗ, несрабатывание ЗА при КЗ
		Сработало УКИ: сопротивление изоляции одного из полюсов относительно «земли» ниже критического уровня	При двойном замыкании на «землю» возникнет КЗ в сети СОПТ
		Отсутствует (не исправно) аварийное освещение	Отсутствие освещения в помещениях электроустановок при потере СН
7.	Распределительные щиты и шины постоянного тока	Присоединения медных и алюминиевых проводников выполнены без использования стальных шайб и прокладок	Увеличение переходного сопротивления контакта, снижение тока КЗ в сети, несрабатывание ЗА
		Цветовая окраска шин не соответствует НТД	Велика вероятность возникновения КЗ между полюсами из-за ошибочного подключения проводников
		Отсутствует цветовая окраска шин	
8.	Устройство защиты от импульсных перенапряжений	Отсутствуют УЗИП на шинах ЩПТ	Сбои в работе и повреждения МП устройств РЗА
9.	Устройство контроля изоляции и поиска «земли»	УКИ не исправно и выведено из работы	Невозможно определить и своевременно устранить участок с пониженным сопротивлением изоляции. При двойном замыкании на землю возникает КЗ в сети
10.	Схема постоянного тока	Схема (участок схемы) не соответствует действительной схеме	Ошибки при проведении коммутаций оборудования, потеря нагрузки
		Отсутствует секционирование и резервирование питания цепей ШУ и ШП (ГЩУ, БЩУ, РЩ, КРУ, ГРУ, ОРУ)	Снижена надежность и живучесть СОПТ: при КЗ может отключиться все оборудование. Невозможно провести ремонт оборудования без его отключения
		Замкнуты кольца питания цепей ШУ и ШП распределительных устройств (КРУ, ЗРУ, ГРУ, ОРУ)	Невозможно осуществить проверку чувствительности и селективности ЗА, так как ток КЗ протекает к источнику питания по двум цепям. Нет гарантии надежного срабатывания ЗА при КЗ

№ п/п	Название оборудования (элемента)	Типовые дефекты	Последствия
		Последовательно соединены шины секций ЩПТ	Отсутствует возможность автономного электропитания одной из секций ЩПТ от АБ
		Отсутствует ЗА в распределительной КЛ ЩПТ	При КЗ в распределительной линии не обеспечивается термическая стойкость КЛ, что приведет к расплавлению и повреждению изоляции
		Отсутствует отдельный канал УЗП или регулируемое разрядное сопротивление для предотвращения перезаряда «хвостовых» элементов АБ	Перезарядка АБ, кипение электролита, снижение емкости АБ

Пример 1

Дефекты, обнаруженные при визуальном осмотре.

1. Наличие соединений медных и алюминиевых проводников без использования стальных шайб и прокладок в ЩПТ. Аналогично выполнены присоединения алюминиевых шин к медным клеммам рубильников в шкафах ОРУ-110кВ.

2. Автоматические выключатели, используемые в цепях СОПТ, 1966–1973 годов выпуска выработали свой нормативный ресурс работы.

3. В одних и тех же цепях в качестве соседних ступеней защиты используются плавкие предохранители разных типов (ПР-2, ПН-2 и НПН-2), что приводит к нарушению селективности из-за пересечения их времятоковых характеристик.

4. На ОРУ-110 и 220кВ в шкафах питания соленоидов наблюдается сильная коррозия контактов рубильников, шины «+» и «-» окрашены в красный цвет.

При проведении визуального осмотра рекомендуется использовать следующие защитные средства, приспособления и устройства:

- диэлектрические перчатки;
- защитные очки;
- инструмент с изолирующими рукоятками (в комплекте);
- диэлектрический штангенциркуль для измерения диаметра жил проводников под напряжением с последующим определением их сечений;
- лупу с фонариком для лучшего рассмотрения информации о параметрах оборудования (указана на бирках, шильдиках, лицевых панелях), а также более детального обследования изоляции ЭП и КЛ и определения состояния контактных соединений;
- цифровой фотоаппарат;
- электронную рулетку.

По результатам визуального осмотра заполняется Протокол №1 (рис. 4.3) визуального осмотра СОПТ, в котором для каждого элемента системы выдается заключение о его соответствии/не соответствии НТД.

Проверку (корректировку) исполнительной схемы проводят при визуальном осмотре элементов СОПТ. Исполнительная электрическая схема СОПТ должна включать в себя электрические схемы цепей СОПТ: аккумуляторная батарея (АБ) и щит постоянного тока (ЩПТ); главный щит управления (ГЩУ); блочный щит управления (БЩУ), релейный щит (РЩ); комплектное распределительное устройство (КРУ); групповое распределительное устройство (ГРУ), открытое распределительное устройство (ОРУ), закрытое распределительное устройство (ЗРУ) или комплектное распределительное устройство элегазовое (КРУЭ); аварийного освещения.

На исполнительной схеме должны быть указаны:

- АБ, ее тип, количество элементов, номера отпаяк, год ввода в эксплуатацию;
- ЗА, их тип, с указанием номинального тока контактов, уставок ТР, ЭМР, электронных расцепителей и времени задержки их срабатывания (для селективных АБ);
- КА без защитных функций (рубильники, разъединители, переключатели, выключатели нагрузки), их тип, номинальный ток контактов;

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
 Действительно до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 Адрес: _____
 Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 1
ВИЗУАЛЬНОГО ОСМОТРА СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

Проверка соответствия электроустановок нормативной и проектной документации

Наименование элементов СОПТ	Нормативная документация и перечень пунктов, устанавливающих требования и значения проверяемых характеристик	Результат осмотра
1. Щитовые помещения	ПУЭ 1.1.33, 1.1.36, 4.1.21, 4.1.22, 4.1.2	Соответствует/не соответствует) НТД
2. Распределительные устройства постоянного тока до 1,5 кВ (ЩПТ)	ПУЭ 2.2.19, 2.2.21, 2.2.22, 3.4.4, 4.1.3, 4.1.5 (1.1.30,1.1.31(п.3)), 4.1.6, 4.1.8, 4.1.9, 4.1.10, 4.1.11, 4.1.12, 4.1.14, 4.1.18, 4.1.20 ГОСТ 10434-82	
3. Аккумуляторные установки	ПУЭ 4.4.20, 4.4.24, 4.4.34, 4.4.35, 4.4.45, 4.4.46 ПТЭ 5.5.3, 5.5.6, 5.5.13-5.5.15	
4. Выпрямительные устройства	ПТЭ 5.5.3, 5.5.8	
5. Устройства контроля изоляции	ПТЭ 5.5.10, 5.5.11	
6. Аппараты защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ	ПУЭ 3.1.7, 3.1.14, 3.1.15, 3.1.16, 3.1.19 ПТЭ 5.4.18, 5.9.24	
7. Вторичные цепи, щитовые устройства постоянного тока	ПУЭ 3.4.4, 3.4.7, 3.4.12, 3.4.19, 3.4.20, 3.4.21, 3.4.22, 3.4.30	
8. Кабельные линии	ПУЭ 2.3.78, 2.3.82, 2.3.134, 2.3.135	
9. Аварийное освещение	ПТЭ 5.12.1-5.12.3, 5.12.12	
10. Схемы постоянного тока	ПТЭ 6.6.2	

Замечания:

Заключение:

Испытания провели: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Рис. 4.3. Протокол №1

- положение (Вкл., Откл.) всех ЗА и КА;
- УЗП (их тип, год выпуска, с указанием источника питания (номера панели ЩСН) и характеристик ЗА на стороне постоянного тока);
- СТБН (их тип, год выпуска);
- УЗИП (их тип, год выпуска);

- УКИ и поиска «земли» (его тип, год выпуска);
- шины, ЭП и КЛ (их тип, сечения и длина);
- щитовые измерительные приборы (вольтметры, амперметры), их тип, год выпуска;
- обозначение потребителей ЩПТ, ГЩУ, БЩУ и РЩ, названия защит и их участков;
- типы приводов ВВ в КРУ, ГРУ, ЗРУ, КРУЭ или на ОРУ;
- тип и мощность БАО.

Графическое отображение элементов электрической схемы должно осуществляться в соответствии с НТД [13, 14]. Примеры исполнительных схем СОПТ приведены на рис. 4.4–4.7.

При анализе исполнительной схемы СОПТ следует обращать внимание на следующее:

- на правильность подключения секций ЩПТ к АБ;
- наличие и положение (Откл., Вкл.) секционных рубильников или выключателей в цепях ШУ и ШП (ГЩУ, РЩ, ОРУ, КРУ) (наличие замкнутых колец питания недопустимо, питание потребителей от одной из секций ЩПТ возможно только в ремонтном режиме работы);
- соответствие переключателя в цепи 100-го элемента АБ току КЗ на шинах ЩПТ;
- наличие секционирования и резервирования питания цепей ШУ и ШП (ГЩУ, РЩ, КРУ, ОРУ);
- наличие защитных аппаратов во всех отходящих от ЩПТ распределительных линиях;
- соответствие уставок ЗА сечениям защищаемых ими КЛ и ЭП.
- наличие на каждом ЩПТ двух УЗП (основного и резервного или двух основных включенных на параллельную работу) (для ПС);
- наличие отдельного канала ЗУ для предотвращения перезаряда концевых элементов или регулируемого разрядного сопротивления концевых элементов АБ;
- наличие устройств защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП).

При проведении анализа исполнительной схемы СОПТ следует рассматривать:

- возможность автономного электропитания секций ЩПТ от АБ;
- возможность секционирования и резервирования питания шин управления (ШУ) и шин приводов (ШП) на РЩ, ГЩУ, КРУ и ОРУ.

На основе исполнительной схемы составляется схема замещения СОПТ, которая используется в дальнейшем для проведения расчетов токов КЗ и расчетной проверки параметров оборудования и режимов его работы.

Характерные недостатки исполнительных схем СОПТ для ТЭС и ПС приведены ниже.

Пример 2

Недостатки исполнительной схемы СОПТ ТЭС:

- на всех ЩПТ отсутствуют резервные УЗП (нет УЗП, находящихся в режиме «горячего» резерва), не обеспечено взиморезервирование УЗП;
- в ЩПТ ГЩУ шинки ШУ распределительной панели ШУ получают питание только от одной панели ЩПТ, отсутствует резервирование и секционирование питания;
- в ЩПТ бл.7, 10 питание пан. 3-13 ЩПТ осуществляется постоянно через резервную пан.14;
- на шинах всех ЩПТ отсутствуют устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП);
- в ЩПТ бл.8, 9 цепи ШП и ШУ КРУ-6 кВ ПВК получают питание постоянно только от одной панели ЩПТ, отсутствует резервирование и секционирование питания;
- в ЩПТ бл.8, 9 для питания магистральных шин панелей используется последовательная схема соединения.

Пример 3

Недостатки исполнительной схемы СОПТ ПС:

- отсутствует секционирование главных шин и шинок ШУ на ЩПТ;
- отсутствует секционирование и резервирование ГЩУ;
- отсутствуют вводные коммутационные аппараты и секционирование цепей ШП на ОРУ-110 кВ;
- отсутствуют вводные коммутационные аппараты и секционирование цепей ШП на ОРУ-35 кВ;
- отсутствует вводные коммутационные аппараты и секционирование цепей ШП, ШУ в КРУН-10 кВ;
- дополнительный кабель между шкафом «ПТ ШСМВ-110 кВ» и шкафом «ПТ Т-1» исключает возможность секционирования цепей ШП на ОРУ-110 кВ.

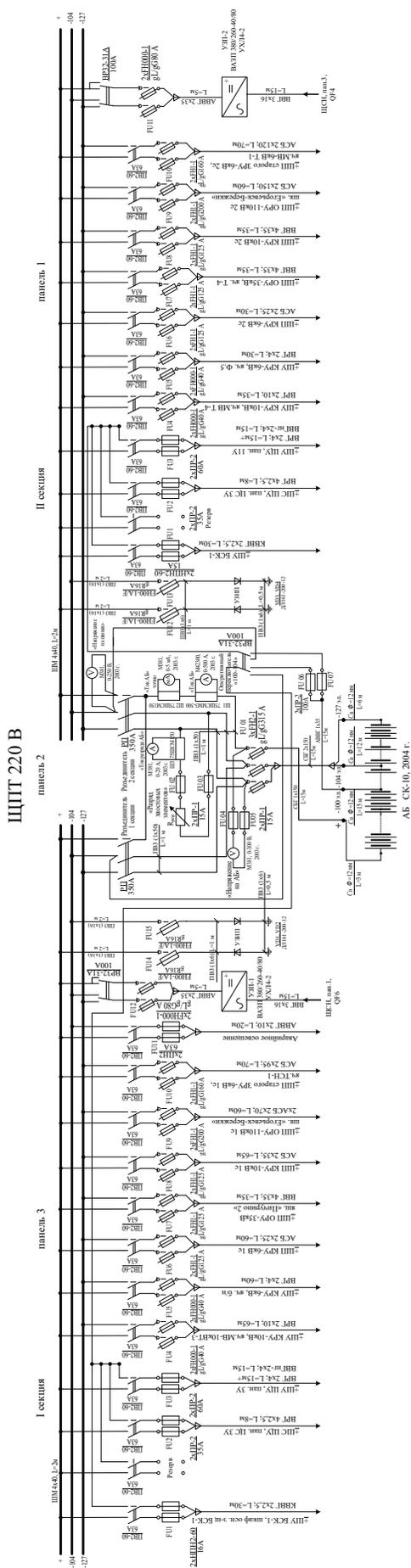


Рис. 4.4. Исполнительная схема щита постоянного тока ПС (АБ с «хвостовыми» элементами)

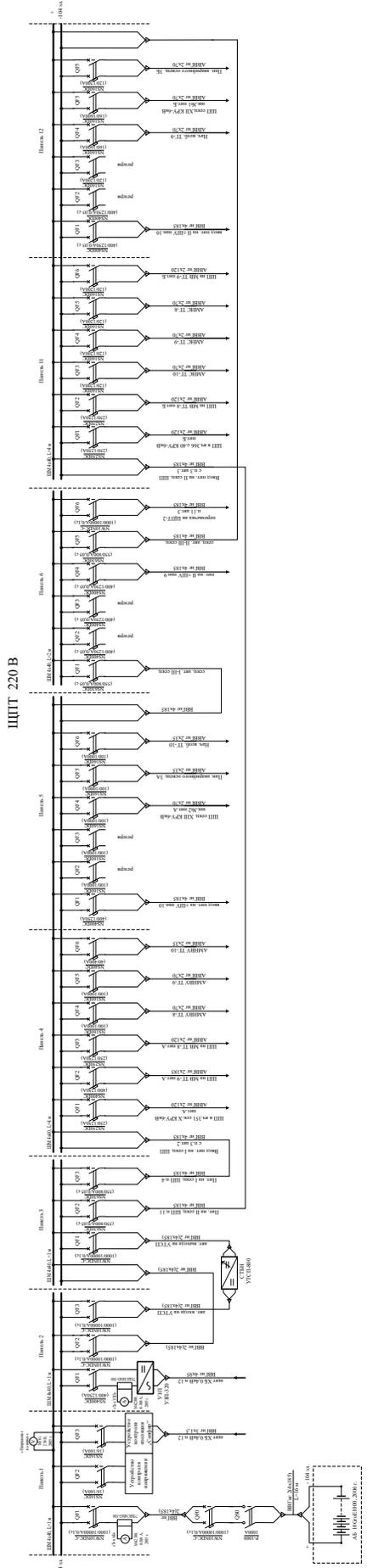


Рис. 4.5. Исполнительная схема щита постоянного тока ЭС со СТБН и АБ без отпаек

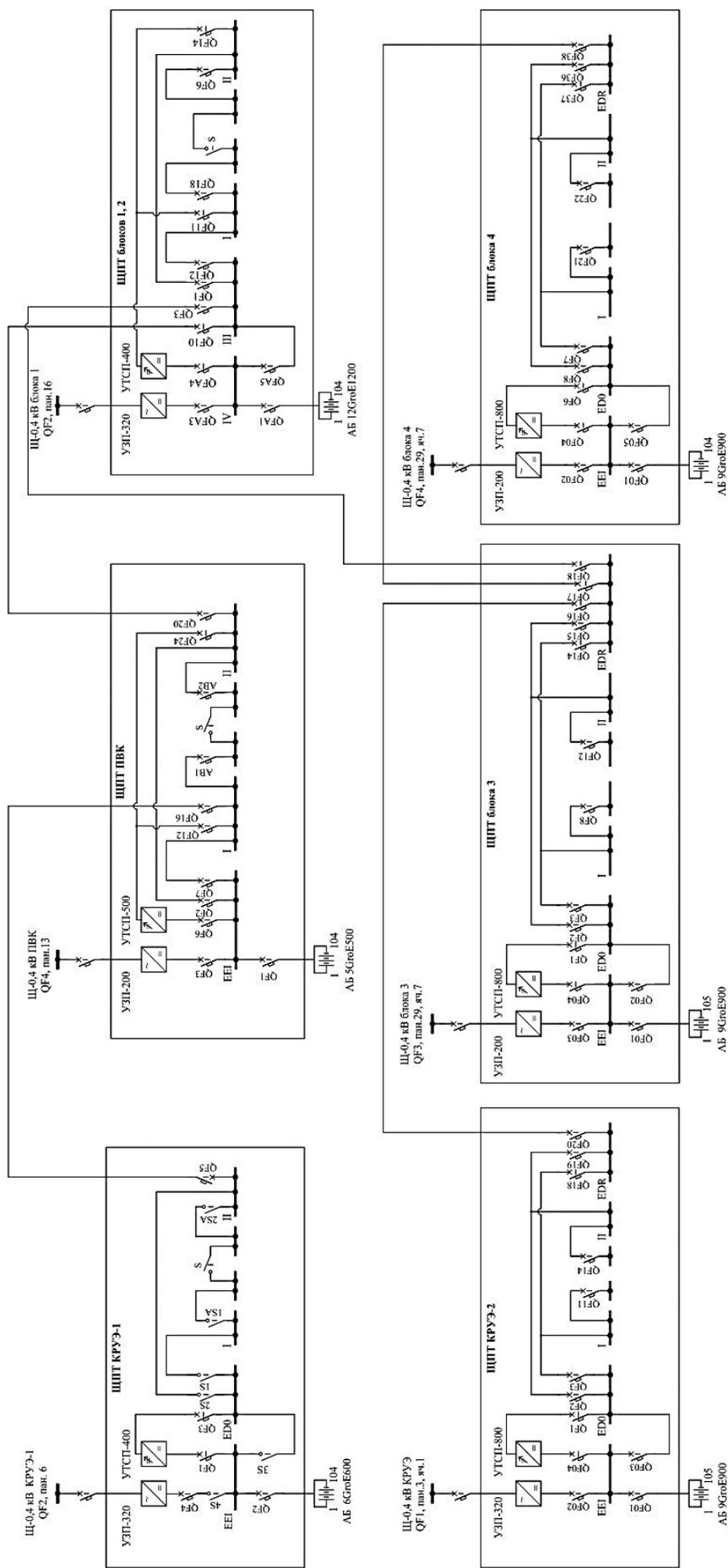


Рис. 4.7. Схема резервирования питания шитов постоянного тока ЭС

4.5. Определение технического состояния аккумуляторной батареи

При диагностике АБ должны быть определены следующие параметры:

- емкость;
- напряжение каждого элемента;
- внутреннее сопротивление;
- внутреннее сопротивление каждого элемента;
- переходное сопротивление контактов в местах присоединения межэлементных перемычек с выводами (борнами);
- время автономной работы на нагрузку (циклограмма аварийного разряда);
- сопротивление изоляции.

Если указанные параметры не соответствуют нормированным значениям, указанным в НТД или РЭ на АБ, то проверяют:

- плотность электролита в каждой банке;
- процентное содержание в электролите моногидрата, железа, мышьяка, марганца, хлора, окислов азота, нелетучего остатка (химический анализ электролита).

При проведении контрольных измерений регистрируют температуру воздуха в помещении аккумуляторной по показаниям расположенного в нем термометра или переносным прибором.

4.5.1. Внешний (визуальный) осмотр

Визуальный осмотр АБ проводится в соответствии с п. 3. таблицы 4.3. Характерные дефекты АБ, обнаруживаемые визуальным осмотром, приведены в п. 1 табл. 4.4.

4.5.2. Определения емкости аккумуляторной батареи

Номинальная емкость АБ является одним из основных параметров АБ. Выбор типа АБ и количества ее элементов для участка ПС или ЭС осуществляют для режима автономного разряда АБ по известным значениям токов нагрузки, характеру этой нагрузки (постоянная, кратковременная, временная), продолжительности ее работы и паспортным разрядным кривым для АБ различной емкости одного производителя. Выбирают разрядную кривую, соответствующую той емкости АБ, которая при выбранном количестве элементов обеспечивает условия для нормального функционирования нагрузки с начала аварийного разряда до снижения напряжения на элементах АБ до значения не менее 1,8 В/эл. за нормированное время автономной работы АБ. Для ЭС время автономной работы составляет 30 мин, для ПС — 2 часа [54].

Определение фактической емкости АБ и динамики ее изменения в процессе эксплуатации осуществляют путем контрольного разряда или по внутреннему сопротивлению [38, 5].

Контрольный разряд. В РД 34.50.502-91 [48] КР рекомендуют производить 10-часовым режимом разряда с последующим определением C_{10} . Перед КР проводится уравнивающий заряд АБ, после которого АБ отключается от нагрузки. К выводам АБ подключается устройство для проведения контрольных разрядов (УКР) стабилизированным током.

УКР должно обеспечить стабилизированный разрядный ток $I_{r10} = C_{10ном}/10$. На ЭС используются АБ с 10-ти часовой паспортной номинальной емкостью $C_{10} = 200 \div 1400$ А·ч. При проведении КР 10-ти часовым режимом разряда должны быть обеспечены токи $I_{r10} = 20 \div 140$ А. Для применения могут быть рекомендованы, например, устройства: «Завод конвертор» — УР-200-2 или Производственная компания «ЭлектроКонцепт» — СКРАБ-4830.

Результаты измерений должны сравниваться с результатами измерений предыдущих разрядов. Для более правильной оценки состояния батареи необходимо, чтобы все контрольные разряды этой батареи проводились в одном и том же режиме. Данные измерений должны заноситься в журнал АБ.

Перед началом разряда фиксируется дата разряда, напряжение и плотность электролита в каждом элементе АБ и температура в контрольных элементах.

При разряде на контрольных и отстающих элементах проводят измерения напряжения (U), температуры (t), и плотности электролита (ρ_0):

- перед включением — U, t ;
- через 10 мин. после включения — U, t ;
- через каждые 2 ч (считая от включения) для 10-часового разряда — U, t ;

— в конце разряда — U, t, ρ_o .

В течение последнего часа разряда напряжение U элементов измеряется через 15 мин. Контрольный разряд производится до напряжения 1,8 В хотя бы на одном элементе. Значение устанавливаемого разрядного тока I_{r10} выбирается по формуле:

$$I_{r10} = C_{10\text{ном}} / 10.$$

Расчет емкости АБ, отданной в нагрузку УКР, осуществляется по формуле:

$$C_{10\text{КР}} = I_{r10} \cdot T,$$

где I_{r10} — ток 10-часового разряда, T — время разряда.

Если средняя температура электролита во время разряда будет отличаться от 20 °С, то полученная фактическая емкость должна быть приведена к емкости при 20 °С по формуле:

$$C_{20} = C_{\Phi} / [1 + \alpha(t - 20)],$$

где C_{20} — емкость, приведенная к температуре 20 °С [А·ч]; C_{Φ} — емкость, фактически полученная при разряде [А·ч]; α — температурный коэффициент, принимаемый по табл. 4.4; t — средняя температура электролита при разряде, [°С].

Таблица 4.4

Значения температурного коэффициента α

Продолжительность разряда, ч	Температурный коэффициент (α) при температурах	
	от 5 до 20 °С	от 20 до 45 °С
10	0,0060	0,0026
3	0,0104	0,0050
1	0,0125	0,0078
0,5	0,0182	0,0095
0,25	0,0228	0,0166

Определение емкости АБ путем проведения контрольного 10-часового разряда должно проводиться при вводе АБ в эксплуатацию.

Определение емкости аккумуляторной батареи по внутреннему сопротивлению. Фактическую емкость АБ по внутреннему сопротивлению определяют по формуле [38, 5]:

$$C_{10\text{ факт ДИ}} = C_{10\text{ном}} (K_{\theta} \cdot r_{\text{Э ном}} / r_{\text{Э}}),$$

где K_{θ} — коэффициент приведения удельного сопротивления аккумулятора (определяется из справочных данных для конкретного типа АБ) к температуре в аккумуляторной при которой производились измерения (таблица 4.5), $C_{10\text{ факт ДИ}}$ — фактическая емкость АБ, определенная двухимпульсным методом.

Таблица 4.5

Значения коэффициента приведения K_{θ} удельного сопротивления аккумулятора к температуре в аккумуляторной

Температура T , °С	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Отечественные АБ	1,450	1,432	1,414	1,396	1,378	1,360	1,342	1,324	1,306
Зарубежные АБ	0,844	0,855	0,866	0,876	0,886	0,895	0,905	0,913	0,922
Температура T , °С	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Отечественные АБ	1,288	1,270	1,252	1,234	1,216	1,198	1,180	1,162	1,144
Зарубежные АБ	0,930	0,938	0,946	0,953	0,960	0,967	0,973	0,979	0,985
Температура T , °С	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Отечественные АБ	1,126	1,108	1,090	1,072	1,054	1,036	1,018	1,000	0,982
Зарубежные АБ	0,990	0,996	1,000	1,005	1,009	1,013	1,016	1,019	1,022
Температура T , °С	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Отечественные АБ	0,964	0,946	0,928	0,910	0,892	0,874	0,856	0,838	0,820
Зарубежные АБ	1,025	1,027	1,029	1,030	1,032	1,032	1,033	1,033	1,033

Нормированное внутреннее сопротивление полностью заряженного элемента АБ определяют по формуле:

$$r_{\text{Э ном}} = r_{\text{уд}} / C_{10 \text{ ном}},$$

где $r_{\text{уд}}$ — нормированное удельное сопротивление полностью заряженного элемента АБ, приведенное к одному ампер-часу емкости АБ при температуре 25 °С [мОм·А·ч]. Значение $r_{\text{уд}}$ для различных типов АБ представлены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Значения нормированных удельных сопротивлений для аккумуляторных батарей различных типов

Тип аккумулятора	Емкость C_{10} , А·ч	E , В	$r_{\text{уд}}$, мОм·А·ч
3GroE75 — 18GroE450	75–450	2,0	93
5GroE500 — 26GroE2600	500–2600	2,0	150
xOpzS200LA	200	2,05	254
xOpzS250LA	250	2,05	226
xOpzS300LA — xOpzS420LA	300–420	2,05	210
xOpzS490LA	490	2,05	229
xOpzS600LA — xxOpzS1200LA	600–1200	2,05	257
xxOpzS1500LA — xxOpzS2500LA	1500–2500	2,05	238
xxOpzS3000LA	3000	2,05	264
Vb2305 — Vb2312	250–600	2,0	130
Vb2407 — Vb2420	700–2000	2,0	172
Vb12101 — Vb12106	18–108	2,0	97,6
Vb6114 — Vb6116, Vb4117, Vb4118	128–224	2,0	115
СК	36–5328	2,0	180

По внутреннему сопротивлению $r_{\text{АБ внутр}}$ полностью заряженной АБ, после проведения уравнительного заряда и при выключенных УЗП, определяют среднее сопротивление $r_{\text{Э}}$ элемента (аккумулятора) АБ:

$$r_{\text{Э}} = r_{\text{АБ внутр}} / N,$$

где N — количество элементов в составе АБ.

Внутреннее сопротивление АБ может быть определено одним из следующих способов:

- по вольтамперной характеристике АБ;
- двухимпульсным методом;
- измерением на переменном токе низкой частоты малой амплитуды.

В соответствии с ГОСТ Р МЭК 896-1-95 [36] внутреннее сопротивление АБ можно найти по вольтамперной характеристике АБ $U = f(I)$ (рис. 4.8).

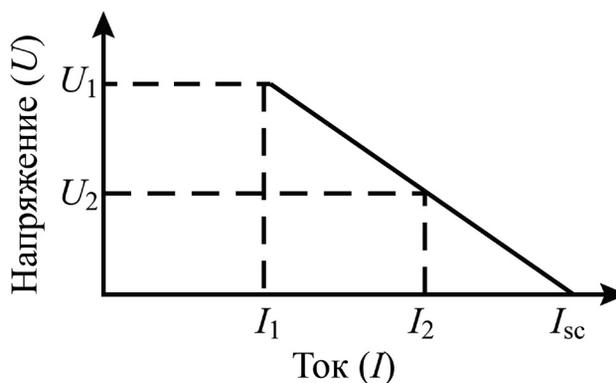


Рис. 4.8. Вольтамперная характеристика $U = f(I)$ АБ

Внутреннее сопротивление АБ определяют по формуле:

$$r_{\text{вн. АБ}} = (U_1 - U_2) / (I_2 - I_1) = \Delta U / \Delta I.$$

Первую точку определяют после 20-секундного разряда током $4I_{10} \div 6I_{10}$ путем фиксации тока и напряжения (U_1, I_1). После этого максимум через 25 с прекращают разряд. Через 2–5 мин начинают разряд током $20I_{10} \div 40I_{10}$ и через 5 с разряда фиксируют напряжение, ток и определяют вторую точку (U_2, I_2). Характеристику $U = f(I)$ линейно экстраполируют до пересечения с осью OX . Точка пересечения показывает значение тока КЗ.

Двухимпульсный метод определения внутреннего сопротивления АБ по физике процесса аналогичен методу его определения по вольтамперной характеристике АБ. Внутреннее сопротивление АБ в обоих случаях определяется как отношение изменения напряжения на выводах АБ к вызвавшему его изменению тока, т.е. равно так называемому *дифференциальному сопротивлению*.

Методы отличаются продолжительностью воздействия импульсов тока. В первом методе продолжительность первой ступени составляет 20 с, второй ступени — 5 с, во втором методе продолжительности первой и второй ступеней равны и составляют несколько мс. Импульсы тока длительностью в несколько миллисекунд гарантируют несрабатывание вводного ЗА ЩПТ, продолжительность провалов (прерываний) напряжения в сети СОПТ при проведении измерений не превышает допустимое время прерывания напряжения для МП устройств РЗА равное 50 мс. Двухимпульсный метод рекомендуется использовать на действующем оборудовании СОПТ, так как его можно применять без вывода АБ из работы, например, на ПС, имеющих только одну АБ.

Двухимпульсный метод определения внутреннего сопротивления АБ реализуется с помощью специального коммутирующего нагрузочного устройства, формирующего двухступенчатый импульс тока и напряжения длительностью в несколько миллисекунд. Для применения может быть рекомендовано, например, устройство ООО «Компания ЭМС» — УИН-3 (рис. 4.9).



Рис. 4.9. Коммутирующее нагрузочное устройство УИН-3

Для регистрации импульсов может быть использован двухканальный цифровой запоминающий осциллограф, например, Fluke 124.

Сила тока первой ступени устанавливается не менее, чем $I_1 = 10I_{10}$ (рис. 4.10). Значение силы тока второй ступени импульса обеспечивает измерения на линейном участке вольтамперной характеристики АБ. Внутреннее сопротивление АБ определяется из соотношения:

$$r_{\text{вн. АБ}} = (U_2 - U_1) / (I_1 - I_2) = \Delta U / \Delta I.$$

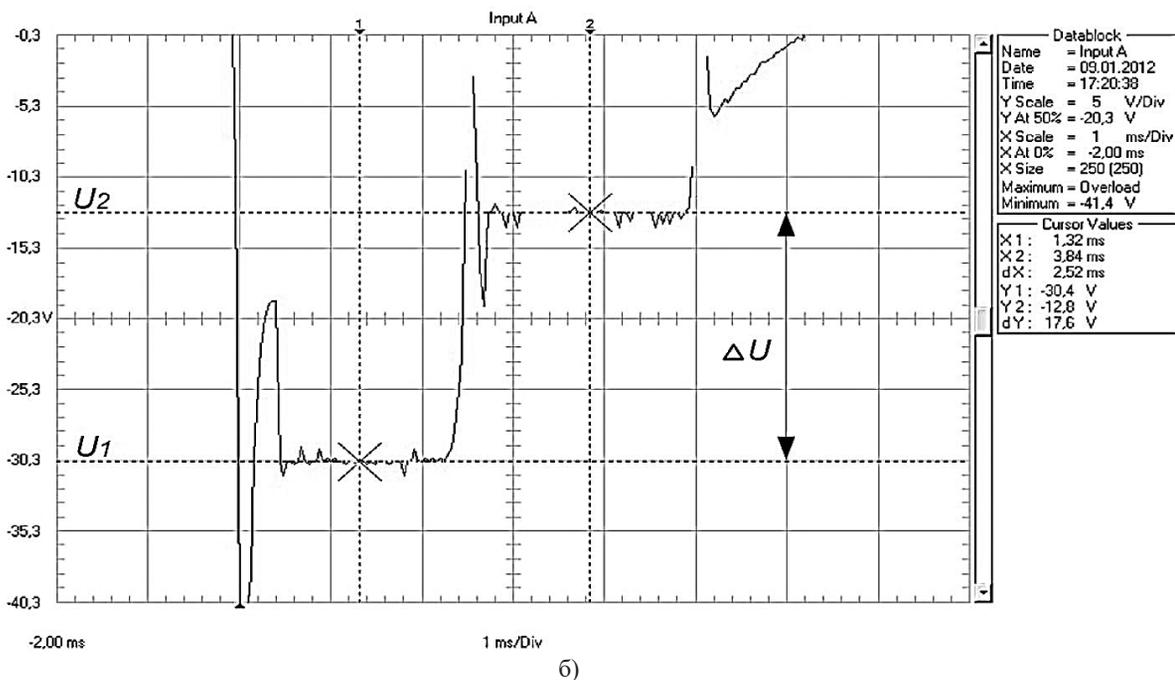
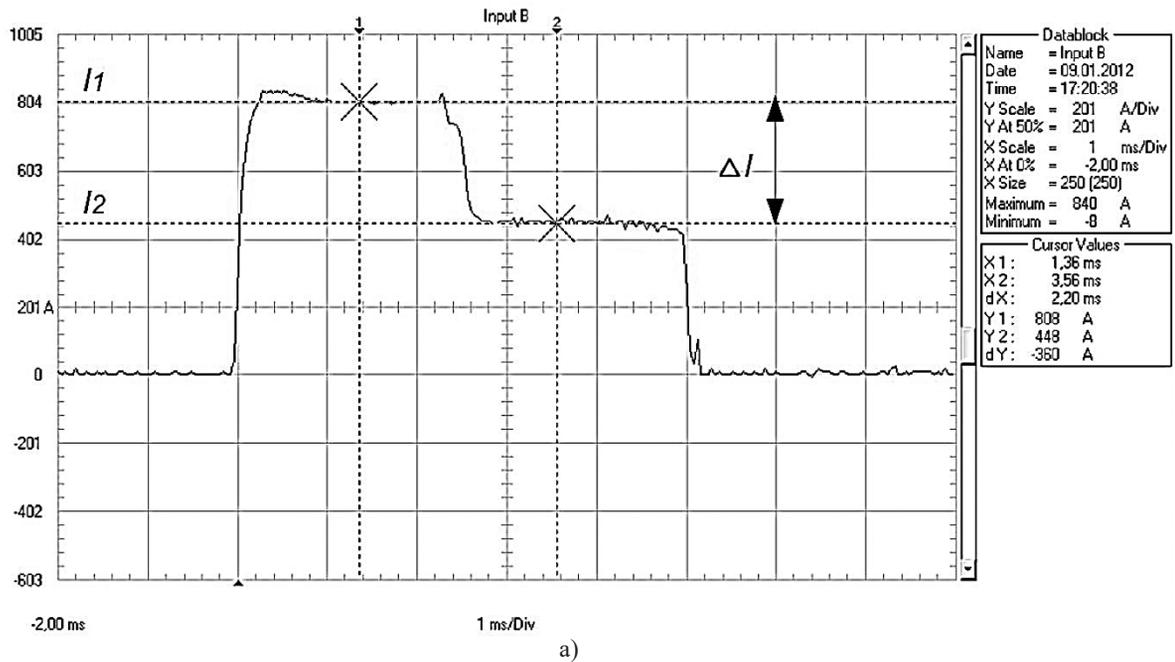


Рис. 4.10. Осциллограммы импульсов тока (а) и напряжения (б) при измерении внутреннего сопротивления АБ

Для определения внутреннего сопротивления АБ на переменном токе в течение нормированного периода времени измеряют значение напряжения U_{RMS} на выводах АБ при прохождении через нее переменного тока I_{RMS} низкой частоты (от единиц до десятков Гц) малой амплитуды (10÷20 А). Внутреннее сопротивление АБ на переменном токе рассчитывают по формуле:

$$R_{a.c.} = U_{RMS} / I_{RMS}$$

Метод определения внутреннего сопротивления АБ на переменном токе имеет существенные недостатки:

- измеренное сопротивление $R_{a.c.}$ содержит не только активную, но и реактивную составляющую, зависящую от частоты тестирующего тока I_{RMS} ;
- использование тестирующего тока малой амплитуды не обеспечивает отстройку от крайне нелинейного начального участка вольтамперной характеристики АБ.

Измерения внутреннего сопротивления АБ на переменном токе могут применяться для оценки динамики изменения технического состояния АБ. Для измерений могут быть использованы приборы ВІТЕЗ (для АБ емкостью до 2000 А/ч) или ВІТЕ2Р (для АБ емкостью до 7000 А/ч) фирмы Megger (Великобритания).

Для измерений внутреннего сопротивления АБ рекомендуется пользоваться наиболее точным двухимпульсным методом.

4.5.3. Определение технического состояния контактов аккумуляторной батареи

Внутреннее сопротивление АБ содержит нескольких последовательно соединенных сопротивлений:

- сопротивления электролита, расположенного между пластинами АБ, величина которого определяется состоянием электролита и, прежде всего, его плотностью;
- сопротивления пластин, величина которого зависит от их состояния и активной поверхности;
- переходного сопротивления контактов между пластинами и выводами (борнами) АБ (контакты расположены внутри АБ);
- переходного сопротивления контактов между выводами элементов АБ и межэлементными переключками (контакты расположены снаружи АБ).

Таким образом, внутреннее сопротивление АБ представляет собой алгебраическую сумму сопротивлений, которую можно условно разбить на две составляющие:

$$r_{\text{вн АБ}} = r_{\text{вн Э}} + r_{\text{вн К}}$$

где $r_{\text{вн Э}}$ — сопротивление АБ, обусловленное внутренним состоянием АБ, которое определяется электрохимическими процессами и состоянием внутренних контактов, $r_{\text{вн К}}$ — сопротивление АБ, обусловленное внешними процессами и состоянием внешних контактов в местах соединения межэлементных переключек с выводами АБ.

При неудовлетворительном состоянии контактов в межэлектродных переключках сопротивление $r_{\text{вн К}}$ вносит существенный вклад в общее сопротивление $r_{\text{вн АБ}}$ и значения емкости АБ, определенные двумя методами (КР и двухимпульсным методом по внутреннему сопротивлению), могут отличаться друг от друга. Поэтому, после проведения измерений, необходимо сравнить полученные значения емкости АБ. Если $C_{10 \text{ факт КР}} > C_{10 \text{ факт ДИ}}$, то следует, что переходные сопротивления контактов межэлектродных переключек с выводами элементов находятся в неудовлетворительном состоянии.

Для определения технического состояния контактов проводят измерения переходного сопротивления на каждой межэлементной переключке АБ с использованием двухимпульсного метода. При измерении внутреннего сопротивления элемента токовые щупы (струбцины) нагрузочного коммутирующего устройства подключаются сразу к нескольким элементам АБ (на схеме к 4). Потенциальные щупы подключаются к выводам одного из элементов (рис. 4.11).

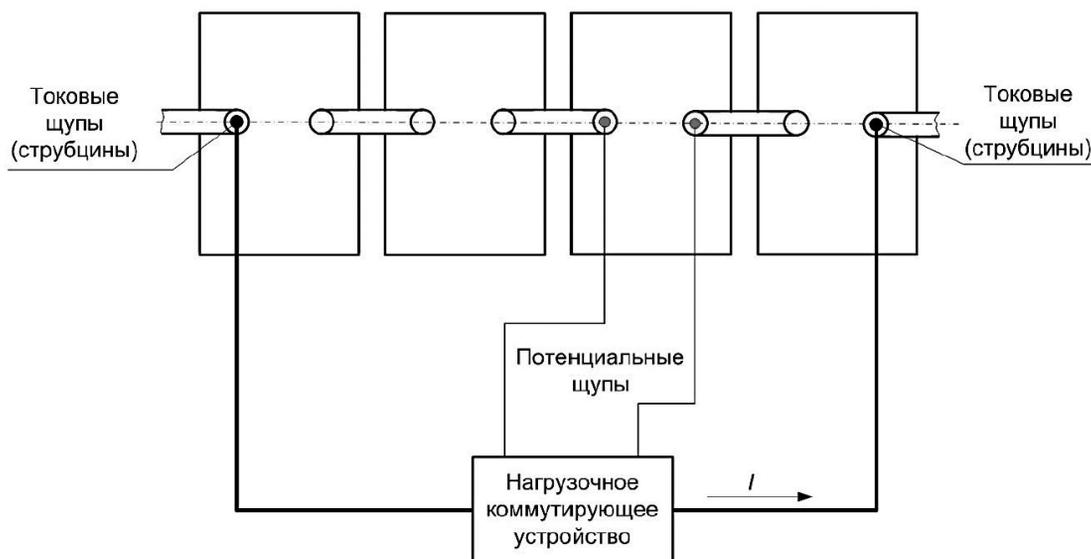


Рис. 4.11. Расположение потенциальных и токовых щупов при измерении внутреннего сопротивления элемента АБ

При измерении переходного сопротивления контакта межэлементной перемычки с выводом АБ потенциальные щупы подключаются в соответствии со схемой, представленной на рис. 4.12.

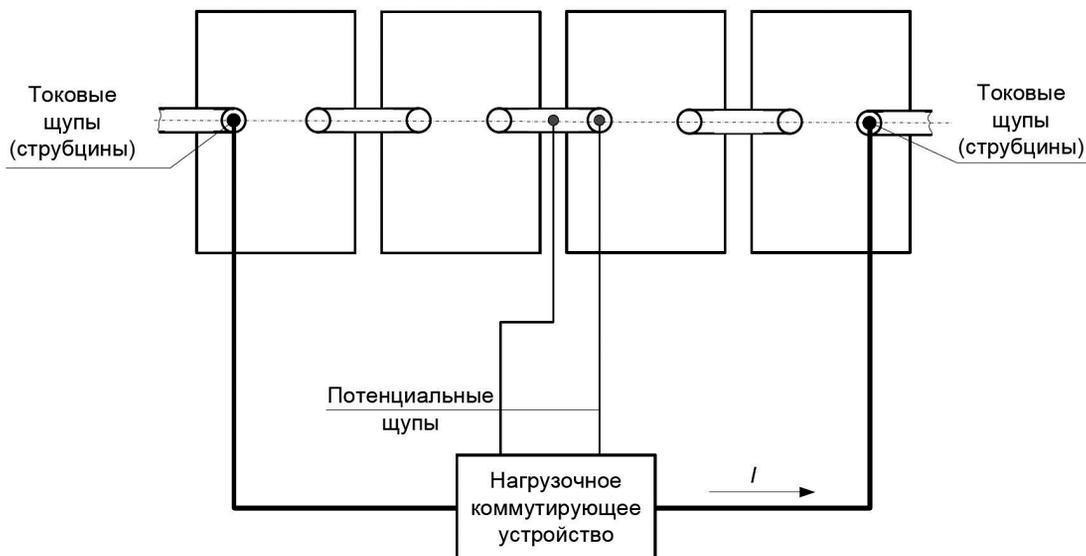


Рис. 4.12. Расположение потенциальных и токовых щупов при измерении переходного сопротивления контакта межэлементной перемычки с выводом элемента АБ

От устройства подается импульс тока ΔI длительностью в несколько миллисекунд и регистрируется просадка напряжения на элементе ΔU . По соотношению $\Delta U/\Delta I$ определяется внутреннее сопротивление элемента АБ. Далее потенциальные щупы подключаются к выводам другого элемента и проводятся измерения его внутреннего сопротивления при подачи импульса тока от нагрузочного устройства.

По окончании измерений на группе элементов, токовые щупы отсоединяются от выводов крайних элементов группы. Далее измерения проводятся на следующей группе элементов АБ по аналогичной методике.

По результатам поэлементного контроля напряжений и внутренних сопротивлений строят графики их распределения по элементам АБ (рис. 4.13, 4.14), определяют дефектные контакты и внутренне сопротивление $r_{вн \text{ Э}} \text{ АБ}$.

Проведение КР не всегда дает правильные результаты. В качестве подтверждения можно привести пример проведения КР АБ типа 12GroE300 током 10-часового разряда (30 А) на одной из ПС в ПАО «МОЭСК». Помимо КР проводились дополнительные измерения внутреннего сопротивления всей АБ и внутренних сопротивлений каждого из ее элементов с использованием двухимпульсного метода. Через час после начала разряда на одном из элементов (отстающем) было зарегистрировано напряжение 1,760 В. В соответствии с [48] КР был немедленно прекращен.

Дополнительные измерения показали, что внутреннее сопротивление отстающего элемента составило 0,94 мОм, что почти в три раза превышает среднее сопротивление элемента АБ (0,31 мОм). Установлено, что увеличение внутреннего сопротивления отстающего элемента обусловлено высокими переходными сопротивлениями контактов в межэлементных перемычках (недостаточно затянуты болтовые соединения на борнах), что свидетельствует о низком качестве электромонтажных и пусконаладочных работ, а также входном контроле при вводе АБ в эксплуатацию.

После ремонта отстающего элемента (протяжки контактных соединений) его внутреннее сопротивление было снижено до 0,43 мОм. КР был продолжен и прекращен только после того, как его суммарная продолжительность составила 10 ч. Минимальные значения напряжений в конце 10-часового разряда были зарегистрированы на четырех элементах и составили 1,884÷1,899 В, т.е. напряжение ни на одном из элементов в конце разряда не достигло значения 1,8 В.

По результатам анализа результатов измерений сделано следующее заключение:

— значение емкости АБ типа 12GroE300, оцененное по его внутреннему сопротивлению, измеренному двухимпульсным методом перед началом проведения контрольного разряда, составляет 304,4 А·ч и соответствует его паспортной номинальной емкости $C_{10 \text{ ном}} = 300 \text{ А} \cdot \text{ч}$;

— в соответствии с методикой проведения КР [48], после достижения на любом из элементов АБ напряжения 1,8 В следует прекратить контрольный разряд и произвести расчет емкости, отданной АБ



Рис. 4.13. График распределения значений напряжений по элементам АБ

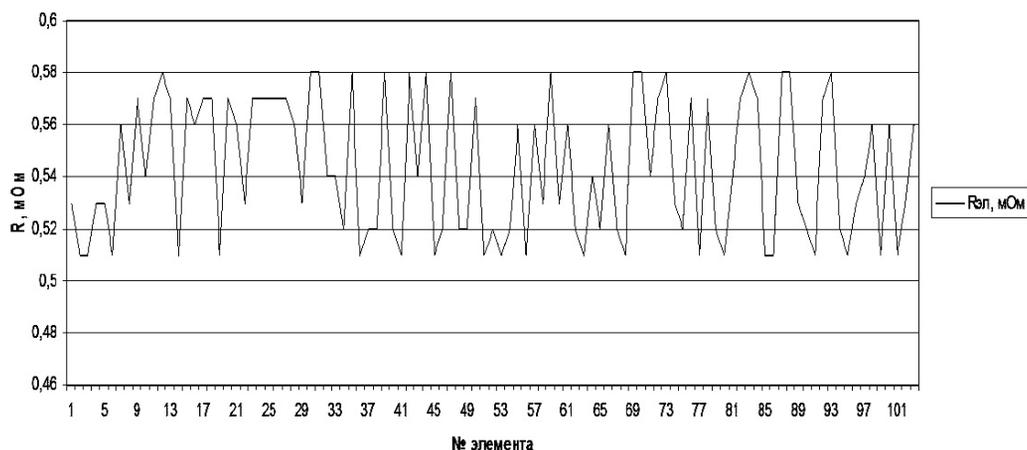


Рис. 4.14. График распределения значений внутренних сопротивлений по элементам АБ

в нагрузку. Если следовать этому указанию, то рассчитанная по данной методике емкость АБ составляет 30 А·ч, что не соответствует действительности;

— по результатам 10-часового контрольного разряда можно сделать вывод о том, что АБ (после ремонта отстающего элемента) отдала в нагрузку емкость 300 А·ч. Точное значение емкости АБ определить методом контрольного разряда не представляется возможным, так как напряжение ни на одном из элементов не достигло значения 1,8 В;

— значение внутреннего сопротивления АБ после проведения 10-часового КР увеличилось в 1,8 раза, а ток КЗ на выводах АБ снизился в 1,8 раз. Снижение почти в два раза тока КЗ на выводах АБ привело к невыполнению чувствительности аппаратов защиты, а также термической стойкости и невозгораемости проводов и кабелей распределительной сети СОПТ.

По результатам проведенного анализа методов диагностики АБ можно сделать следующие выводы.

1. Метод КР не позволяет точно определить фактическую емкость АБ, а в некоторых случаях дает ошибочные результаты. По полученному значению отданной АБ в нагрузку емкости невозможно в полной мере оценить состояние АБ и ее элементов, а тем более произвести расчеты токов КЗ и правильно выбрать уставки аппаратов защиты в сети СОПТ.

2. Метод КР целесообразно использовать при вводе в эксплуатацию новых АБ или после их капитального ремонта для сопоставления отданной в нагрузку емкости с емкостью, заявленной заводом-изготовителем.

3. Для диагностики АБ в процессе эксплуатации метод КР необходимо использовать совместно с двухимпульсным методом, позволяющим оценить состояние АБ по ее внутреннему сопротивлению. Поэлементный контроль АБ позволяет выявить дефектные элементы и межэлементные перемычки с повышенными переходными сопротивлениями контактов.

4. Основными параметрами АБ, используемыми при проведении расчетов защит в сети СОПТ (по отключающей способности, чувствительности, селективности) и выборе типов и сечений прово-

дов и кабелей (по условиям термической стойкости и невозгораемости) являются внутреннее сопротивление АБ или ток КЗ на ее выводах.

5. Для оценки работоспособности АБ при потере собственных нужд кроме фактической емкости АБ необходимо иметь информацию о его внутреннем сопротивлении и динамике его изменения по мере разряда АБ.

4.5.4. Последовательность и содержание работ по определению технического состояния аккумуляторной батареи

Диагностика АБ перед введением в эксплуатацию должна производиться в указанной последовательности и содержать следующие работы:

- внешний осмотр;
- проведение первого заряда АБ в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
- поэлементное измерение напряжения, температуры и плотности электролита (для АБ открытых типов) после окончания первого заряда;
- отключение УЗП;
- измерение двухимпульсным методом внутреннего сопротивления АБ;
- измерение двухимпульсным методом внутреннего сопротивления каждого элемента АБ и переходных сопротивлений контактов межэлектродных переключателей с выводами АБ;
- поэлементное измерение напряжения и температуры электролита (для АБ открытых типов);
- подключение АБ к УКР и проведение 10-часового КР;
- измерение внутреннего сопротивления АБ и поэлементное измерение внутреннего сопротивления, переходного сопротивления контактов, напряжения, температуры и плотности электролита в процессе и по окончании КР;
- по результатам измерений строится график зависимости внутреннего сопротивления АБ от глубины разряда (в %);
- отключение УКР и прекращение КР при достижении напряжения 1,8 В хотя бы на одном элементе АБ;
- включение УЗП.

По результатам диагностики должно быть определено техническое состояние элементов новой АБ по следующим параметрам:

- емкость аккумуляторной батареи, определенная методом КР $C_{10 \text{ факт КР}}$;
- внутреннее сопротивление $r_{\text{вн АБ}}$ полностью заряженной АБ и рассчитанная по его значению емкость аккумуляторной батареи $C_{10 \text{ факт ДИ}}$;
- элементы АБ с повышенными внутренними сопротивлениями (дефектные элементы по внутреннему сопротивлению);
- межэлементные переключатели с повышенными переходными сопротивлениями контактов $r_{\text{вн К}}$ (дефектные межэлементные переключатели);
- график зависимости внутреннего сопротивления от отданной в нагрузку емкости при КР (используется при проверке работоспособности потребителей СОПТ в режиме аварийного разряда АБ);
- среднее значение напряжения элемента АБ в конце КР;
- отстающие элементы в конце КР (с отклонениями от среднего значения напряжения более чем на $1 \div 1,5$ %) и их количество в процентном отношении к общему числу элементов.

Техническое состояние новой АБ перед введением в эксплуатацию может быть признано исправным (работоспособным), если выполняются следующие требования:

- АБ соответствует требованиям НТД (по результатам визуального осмотра);
- в АБ отсутствуют дефектные элементы по внутреннему сопротивлению и дефектные межэлементные переключатели;
- в АБ не более 5 % отстающих элементов в конце КР.

Заключение об исправном (работоспособном, неисправном, неработоспособном) техническом состоянии новой АБ и возможности ее введения в эксплуатацию в составе электроустановки участка СОПТ ТЭС или ПС выдается после расчетной проверки работоспособности потребителей в автономном режиме работы АБ (в режиме аварийного разряда) с фактическими ее параметрами.

Диагностика находящихся несколько лет в эксплуатации АБ должно производиться в указанной последовательности и содержать следующие работы:

- отключение УЗП;
- измерение через 10 мин. после отключения УЗП внутреннего сопротивления АБ двухимпульсным методом;
- включение УЗП;
- измерение через 10 мин. внутреннего сопротивления каждого элемента АБ и переходных сопротивлений контактов всех межэлектродных перемычек с выводами АБ двухимпульсным методом;
- поэлементное измерение в режиме поддерживающего заряда напряжения, температуры и плотности электролита для АБ открытых типов, для АБ закрытых типов измеряются напряжения на элементах и температура в помещении аккумуляторной.

По результатам диагностики должно быть определено техническое состояние элементов находящейся в эксплуатации АБ по следующим параметрам:

- внутреннее сопротивление $r_{\text{вн АБ}}$ полностью заряженной АБ и рассчитанная по его значению емкость аккумуляторной батареи $C_{10 \text{ факт ДИ}}$;
- элементы АБ с повышенными внутренними сопротивлениями (дефектные элементы по внутреннему сопротивлению);
- межэлементные перемычки с повышенными переходными сопротивлениями контактов $r_{\text{вн К}}$ (дефектные межэлементные перемычки);
- среднее значение напряжения элемента АБ в режиме поддерживающего заряда;
- дефектные элементы (по напряжению), напряжения на которых отличаются более чем на $+5/-2,5$ % от среднего значения в режиме поддерживающего заряда;
- элементы со сверхнормативными отклонениями напряжения, напряжения на которых выше нормируемого значения в режиме поддерживающего заряда АБ и их количество в процентном отношении к общему числу элементов;
- плотность электролита (г/см^3) каждого полностью заряженного элемента АБ открытого типа в режиме поддерживающего заряда, приведенная к температуре 20 °С;
- напряжение на всех элементах в режиме поддерживающего заряда АБ.

Техническое состояние элементов находящейся в эксплуатации несколько лет АБ может быть признано исправным или работоспособным, если выполняются следующие требования:

- АБ соответствует требованиям НТД (по результатам визуального осмотра);
- в АБ отсутствуют дефектные элементы по внутреннему сопротивлению и дефектные межэлементные перемычки;
- в АБ отсутствуют дефектные элементы по напряжению в режиме поддерживающего заряда;
- в АБ не более 5 % элементов со сверхнормативными отклонениями напряжения в режиме поддерживающего заряда;
- плотность электролита (г/см^3) полностью заряженного аккумулятора открытого типа в режиме поддерживающего заряда, приведенная к температуре 20 °С, должна быть $1,205 \pm 0,005$ г/см^3 для аккумуляторов типа СК, $1,24 \pm 0,005$ г/см^3 для аккумуляторов типа СН (РД 34.50.502-91) или в соответствии с РЭ аккумуляторов другого типа;

- напряжение на элементах в режиме поддерживающего заряда АБ находится в пределах $2,20 \pm 0,05$ В для АБ типа СК, $2,18 \pm 0,04$ В для АБ типа СН, а для АБ импортного производства напряжение соответствует паспортным характеристикам (СО 153-34.20.501-2003), как правило, $2,23 \pm 0,02$ В.

При измерениях напряжений на элементах АБ могут быть использованы 4-разрядные мультиметры, например Fluke-111 или Fluke-17В. Для измерений плотности электролита могут быть использованы, например, ареометры типа АЭ-3 или АОН-1. По результатам проверки определяют вид технического состояния АБ (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты оформляют Протоколом № 2 (рис. 4.15).

Заключение об исправном (работоспособном, неисправном, неработоспособном) техническом состоянии АБ и дальнейшей ее эксплуатации в составе электроустановки участка СОПТ выдается после расчетной проверки работоспособности потребителей в автономном режиме работы АБ (в режиме аварийного разряда) с фактическими ее параметрами.

Полученные данные о емкости и внутреннем сопротивлении АБ используют для расчета время автономной работы АБ на нагрузку (циклограмма аварийного разряда АБ).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____

Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 2
измерения параметров аккумуляторной батареи

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха ____°С Относительная влажность воздуха ____ %
Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

Паспортные данные аккумуляторной батареи

Тип аккумуляторной батареи _____. Год выпуска _____. Номинальная емкость ____ А·ч.
Номера отпаяк _____.

Цель измерений (испытаний)

(приемо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

**Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых
проведены измерения (испытания): ПУЭ, ПТЭ (эл.5.5), РД 34.45-51.300-97, ГОСТ Р МЭК 896-
1-95, ГОСТ Р МЭК 60896-2-99.**

**2.1. Результаты измерений параметров аккумуляторной батареи
двухимпульсным методом**

№ п/п	Номер элемента	Напряжение на элементе, В	Плотность электролита *, г/см ³	Температура электролита *, °С	Внутреннее сопротивление элемента, мкОм	Переходное сопротивление контактов межэлементной перемычки, мкОм	
1	2	3	4	5	6	7	8
Измерение внутреннего сопротивления АБ при отключенных УЗП							
Измерения в режиме поддерживающего заряда (через 10 мин после включения УЗП)							

* - измерения проводятся для АБ открытых типов.

Рис. 4.15. Протокол №2

2.2. Результаты измерений параметров аккумуляторной батареи методом контрольного разряда и двухимпульсным методом

№ п/п	№ элемента	Напряжение на элементе, В	Плотность электролита *, г/см ³	Температура электролита *, °С	Внутреннее сопротивление АБ, мкОм	Внутреннее сопротивление элемента АБ, мкОм
1	2	3	4	5	6	7
Перед проведением контрольного разряда						
Через 10 минут после начала контрольного разряда						
Время контрольного разряда 2 часа						
Время контрольного разряда 4 часа						
Время контрольного разряда 6 часов						
Время контрольного разряда 8 часов						
Время контрольного разряда 9 часов						
Время контрольного разряда 9 часов 15 минут						
Время контрольного разряда 9 часов 30 минут						
Время контрольного разряда 9 часов 45 минут						
Время контрольного разряда 10 часов						

Продолжение рис. 4.15. Протокол №2

2.3. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы:

дефектные элементы: _____;

элементы со сверхнормативными отклонениями напряжения: _____;

процент элементов со сверхнормативными отклонениями напряжения: _____ %;

отстающие элементы (для КР): _____;

процент отстающих элементов (для КР): _____ %;

разброс напряжений: «+» _____ ; «-» _____ мВ;

внутреннее сопротивление АБ: _____ МОм;

емкость АБ (C₁₀): _____ А·ч;

ток короткого замыкания на выводах АБ: _____ кА.

Заключение:

Испытания провели: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.15. Протокол №2

4.6. Определение технического состояния зарядно-подзарядных устройств

Для определения технического состояния УЗП выполняются следующие виды работ:

- визуальный осмотр;
- измерение напряжения пульсаций на выводах АБ (для ЩПТ с СТБН для ТЭС) или на шинах ЩПТ (для ЩПТ без СТБН):
 - измерение пульсаций тока;
 - проверка точности стабилизации установленного напряжения поддерживающего заряда;
 - проверка напряжения поддерживающего заряда при отключении (отказе) одного из УЗП;
 - проверка точности стабилизации установленного выходного тока;
 - измерение сопротивления изоляции УЗП и испытания повышенным напряжением промышленной частоты изоляции (проводят при введении УЗП в эксплуатацию или при необходимости*);
 - проверка заземления корпуса УЗП.

При параллельной работе УЗП измеряется суммарное значение напряжения и тока пульсаций. При работе 2 УЗП в режиме «основной — резервный» измеряется напряжение и ток пульсаций для каждого УЗП по отдельности (рис. 4.16–4.18).

Значение напряжения пульсаций не должно превышать 1 %.

Среднеквадратичное значение переменной составляющей тока не должно превышать 5 А на 100 А·ч емкости АБ.

Точность стабилизации установленного напряжения поддерживающего заряда должна быть не более $\pm 0,5\%$ от установленного значения выходного напряжения. При проверке должно регистрироваться значение напряжения в сети с частотой не менее 1 раз в секунду в течение суток.

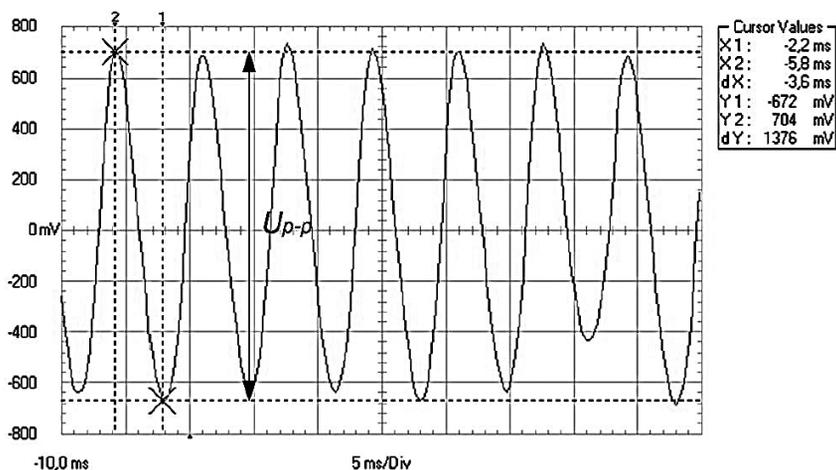


Рис. 4.16. Осциллограмма напряжения пульсаций на шинах ЩПТ при работе УЗП типа ВАЗП

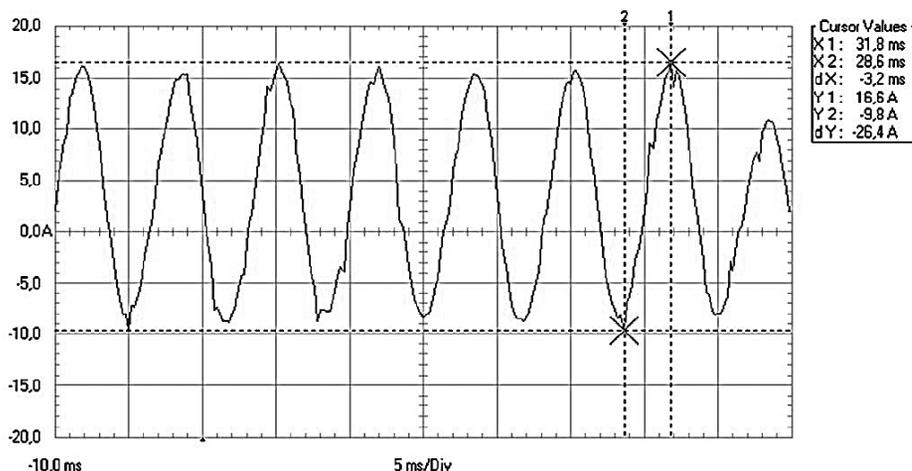


Рис. 4.17. Осциллограмма пульсаций тока, проходящего через АБ при работе УЗП типа ВАЗП

* Измерения и испытания проводят при снижении сопротивления полюсов сети СОПТ относительно «земли» до критического значения (до аварийной уставки УКИ).

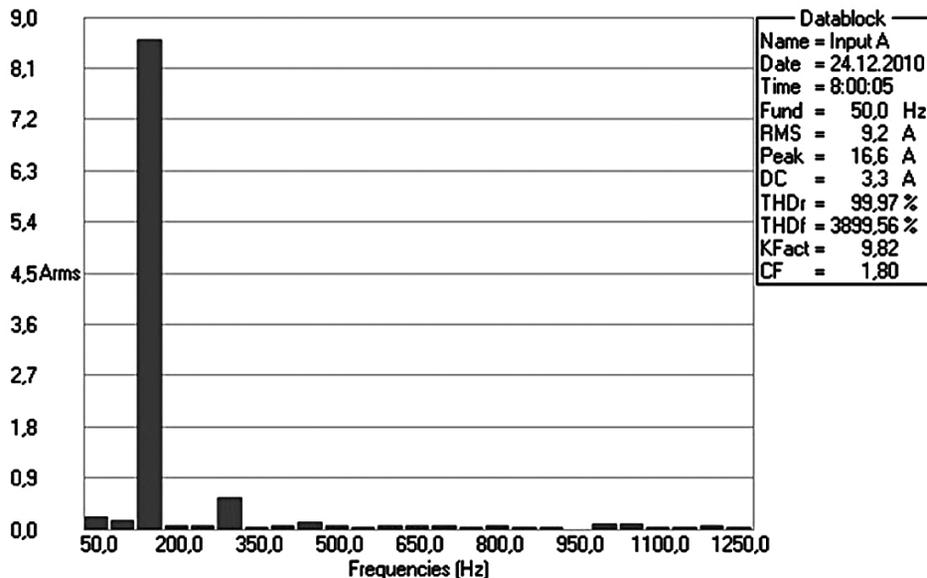


Рис. 4.18. Спектр пульсаций тока, проходящего через АБ при работе УЗП типа ВА3П ($I_{RMS} = 9,2 \text{ A}$)

При проверке напряжения поддерживающего заряда отключают основное УЗП (или одно из УЗП, работающих в параллельном режиме) и проверяют значение напряжения поддерживающего заряда. Значение напряжения поддерживающего заряда при нормальной работе УЗП (установленное значение выходного напряжения при $20 \text{ }^\circ\text{C}$) должно быть таким, чтобы обеспечивать для АБ типа СК напряжение $(2,20 \pm 0,05) \text{ В/эл.}$, для других типов АБ — $(2,23 \pm 0,02 \text{ В/эл.})$.

Точность стабилизации установленного выходного тока должна быть не более $\pm 1 \%$ от установленного значения выходного тока. При проверке должно регистрироваться значение выходного тока с частотой не менее 1 раз в секунду в течение суток.

Электрическую прочность и сопротивление изоляции токоведущих частей устройства (без электронных блоков) относительно корпуса измеряют по ГОСТ Р 51321.1-2000, сопротивление изоляции должно быть не менее 5 МОм.

Изоляции токоведущих частей УЗП относительно корпуса и между цепями, электрически не связанными между собой, по [30] должна выдерживать испытательное напряжения 2500 В переменного тока частотой 50 Гц (при номинальном рабочем напряжении 380 В) в течение одной минуты. Устройство считается выдержавшим испытание, если не произошло пробоя изоляции, перекрытия по поверхности или резкого снижения показания вольтметра испытательной установки.

Должно быть проверено наличие цепи заземления между заземляющим устройством объекта и токопроводящими элементами металлоконструкции, подлежащими заземлению. Переходные сопротивления контактов не должны превышать 0,05 Ом, а сопротивление, измеренное между болтом заземления и любой его металлической частью, подлежащей заземлению, не должно превышать 0,1 Ом.

Измерения сопротивления изоляции токоведущих частей устройства проводятся мегомметром с напряжением не менее 500 В.

Для измерений переходных процессов может быть использован двухканальный цифровой запоминающий осциллограф, например, Fluke 199C в режиме «Recorder». Для регистрации импульсов тока могут быть использованы токоизмерительные клещи АТА-2502 фирмы АКТАКОМ.

При проверке точности стабилизации установленного напряжения поддерживающего заряда должно применяться устройство, которое регистрирует значение напряжения в сети частотой 1 раз в секунду и определяет нестабильность за период измерений (сутки).

Для применения может быть рекомендовано, например, устройство ООО «Компания ЭМС» — «Регистратор аварийных событий и переходных процессов СОПТ» (рис. 4.19, 4.20) [49].

По результатам проверки определяют вид технического состояния УЗП (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты оформляют Протоколом №3 (рис. 4.21).



Рис. 4.19. Регистратор аварийных событий и переходных процессов СОПТ



Рис. 4.20. Окно программы регистратора событий:

1 — вкладка «Аварии»; 2 — таблица аварийных событий;

3 — допустимые значения параметров; 4 — подсветка интервала времени аварии

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 3
проверки работоспособности зарядно-подзарядных устройств и стабилизаторов напряжения

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____°С Отн. влажность воздуха _____% Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Паспортные данные зарядных устройств

Тип УЗП №1	Зав. №	Год выпуска
Тип УЗП №2	Зав. №	Год выпуска
Тип СТБН №1	Зав. №	Год выпуска
Тип СТБН №2	Зав. №	Год выпуска

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ПУЭ, ПТЭ, СТО 56947007-29.120.40.041-2010, паспорт УЗП, СТБН

Рис. 4.21. Протокол №3

1. Результаты измерений

№ п/п	Номер УЗП, СТБН	Коэффициент пульсаций выходного напряжения, %	Действующее значение тока пульсаций, А	Стабилизация выходного напряжения, %	Стабилизация выходного тока, %	Проверка правильности установки подзарядного напряжения	Сопротивление изоляции токоведущих частей, МОм	Наличие цепи заземления между заземляющим устройством объекта и токоведущими элементами металлоконструкции, МОм	Проверка взаиморезервирования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели: _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

_____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.21. Протокол №3

4.7. Определение технического состояния стабилизаторов напряжения

Для определения технического состояния СТБН выполняют проверку точности стабилизации установленного выходного напряжения. Отклонение напряжения на шинах ШПТ должно быть не более $\pm 0,5\%$ от установленного значения выходного напряжения. При проверке должно регистрироваться значение напряжения в сети с частотой не менее 1 раз в секунду в течение суток.

Электрическую прочность и сопротивление изоляции токоведущих частей устройства (без электронных блоков) относительно корпуса измеряют по [30], сопротивление изоляции должно быть не менее 5 МОм. Изоляции токоведущих частей устройства СТБН относительно корпуса и между цепями, электрически не связанными между собой, по [30] должна выдерживать испытательное напряжения 2500 В переменного тока частотой 50 Гц (при номинальном рабочем напряжении 380 В) в течение одной минуты. Устройство считается выдержавшим испытание, если не произошло пробоя изоляции, перекрытия по поверхности или резкого снижения показания вольтметра испытательной установки. Измерение сопротивления изоляции СТБН и испытания повышенным напряжением промышленной частоты изоляции проводят при введении СТБН в эксплуатацию или при необходимости.

Должно быть проверено наличие цепи заземления между заземляющим устройством объекта и токопроводящими элементами металлоконструкции, подлежащими заземлению. Переходные сопротивления контактов не должны превышать 0,05 Ом, а сопротивление, измеренное между болтом заземления и любой его металлической частью, подлежащей заземлению, не должно превышать 0,1 Ом.

Измерения сопротивления изоляции токоведущих частей устройства проводятся мегомметром с напряжением не менее 500 В.

При проверке точности стабилизации установленного выходного напряжения может быть рекомендовано, например, устройство ООО «Компания ЭМС» — «Регистратор аварийных событий и переходных процессов СОПТ» [49].

По результатам проверки определяют вид технического состояния СТБН (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты измерений оформляются Протоколом №3.

4.8. Определение технического состояния устройств контроля изоляции и поиска «земли»

В настоящее время на ТЭС и ПС применяются УКИ, в которых используются два принципа действия.

1. Контроль баланса напряжений между каждым из полюсов СОПТ и «землей» (искусственно образованной в приборе заземленной точки с нулевым потенциалом), с последующей оценкой значения сопротивления изоляции сети СОПТ. Устройства реагируют на снижение сопротивления изоляции полюса до определенного критического значения или некоторого предупредительного значения. К данному типу устройств относится УКИ-2, которое имеет две уставки: предупредительную — 100 кОм и аварийную — 20 кОм.

2. Генерация в сеть СОПТ (через разделительный трансформатор) периодического сигнала низкой частоты с последующей регистрацией, измерением, анализом отклика на этот сигнал и определением сопротивления изоляции с локализацией обнаруженного повреждения. Устройства оценивают сопротивление изоляции сети в широком диапазоне и реагируют на его снижение до критического значения с функцией поиска места повреждения (КЛ или ЭП с пониженным сопротивлением изоляции). Основные технические характеристики устройств второго типа приведены в табл. 4.8.

Генерация в сеть постоянного тока сигналов, равных (или больших) по амплитуде напряжению на полюсе относительно «земли» может стать причиной ложных срабатываний дискретных входов МП устройств РЗА при работе УКИ в режиме поиска «земли». Уровень сигнала может зависеть от емкости СОПТ на «землю» и достигать значений, равных напряжению на полюсе относительно «земли». При отрицательной полуволне сигнала на положительном полюсе (или положительной полуволне на отрицательном полюсе) суммарный уровень напряжения при этом снижается до нуля, что эквивалентно замыканию на «землю».

При наличии замыкания на «землю» на кабеле между контактом и дискретным входом (которое может не обнаруживаться системой контроля изоляции вследствие высокого сопротивления дискретного входа) произойдет его ложное срабатывание.

Основные технические характеристики УКИ

Название устройства	Прибор для ручного поиска местоположения дефекта изоляции	Диапазон измеряемых сопротивлений изоляции сети, кОм	Предельное, селективно определяемое снижение сопротивления изоляции, не более, кОм	Максимальное количество датчиков	Время измерения сопротивления изоляции одного фидера, сек
<i>Bender</i> TRDH-575 (Германия)	EDS 3096 PS	1÷10 000	50	12÷360	25
Сапфир-3С (Белоруссия)	Сапфир-П	1÷100	20	63	2
СКИФ-С (Россия)	СКИФ-П	1÷100	50	20÷100	Нет данных

Для определения возможности таких срабатываний перед проверкой работоспособности УКИ при помощи осциллографа необходимо провести измерения напряжения на полюсах СОПТ $U_{\text{СОПТ поиск}}$ при работе УКИ в режиме поиска «земли». При этом емкость СОПТ должна быть наибольшей, т.е. должны быть подключены все потребители, в том числе аварийные. Если есть возможность параллельной работы двух ЩПТ, такая работа должна быть реализована. Дискретные входы не срабатывают, если наименьшее значение напряжения на полюсе составляет:

$$U_{\text{СОПТ поиск}} \geq 0,2 \cdot U_{\text{ном АБ}}$$

Если данное условие не выполняется, то проверка УКИ в режиме поиска «земли» не проводится. Из изложенного выше следует, что УКИ для данного участка СОПТ ТЭС выбрано неправильно и требуется его замена другим устройством.

Для правильного выбора УКИ необходимо иметь информацию о «емкости» сети на землю.

Для МП устройств РЗА с высокоомными дискретными входами проводить проверку УКИ в соответствии с данной методикой не допускается.

Для всех типов УКИ проверяется срабатывание сигнализации при снижении сопротивления изоляции каждого из полюсов до аварийной уставки УКИ. В соответствии с ПТЭ УКИ должно действовать на сигнал при понижении сопротивления изоляции полюсов до уровня 20 кОм в сети 220 В, 10 кОм в сети 110 В.

Для проверки между каждым полюсом и «землей» (на шинах ЩПТ) поочередно подключают резистор, сопротивление которого подбирают таким образом, чтобы сопротивление полюса относительно «земли» с учетом текущего значения снижалось до аварийной уставки УКИ. При подключении резистора должна сработать звуковая (световая) сигнализация устройства.

Для УКИ второго типа, работающего в режиме измерения сопротивления изоляции, проводится измерение сопротивления изоляции в заявленном диапазоне. Для проверки между каждым полюсом и «землей» поочередно подключают резистор, сопротивление которого с учетом текущего значения, равно значению, соответствующему верхней границе заявленного диапазона. Проверку повторяют, поочередно подключая между каждым полюсом и «землей» резистор, сопротивление которого с учетом текущего значения, равно значению, соответствующему нижней границе заявленного диапазона. В каждом случае УКИ должно правильно определить значение сопротивления изоляции сети СОПТ.

Для УКИ второго типа, работающего в режиме поиска «земли», измеряют напряжения на полюсах СОПТ и проверяют условие $U_{\text{СОПТ поиск}} \geq 0,2 U_{\text{ном АБ}}$.

Проводят измерение емкости сети на «землю» по схеме рис. 4.22. Между каждым полюсом и «землей» поочередно подключается резистор R сопротивлением в несколько Ом и регистрируют кривую разряда (рис. 4.23). По разрядной кривой определяется постоянная времени разряда τ и рассчитывается емкость сети на «землю» по формуле $C_{\text{сети}} = \tau / R$.

4-разрядным мультиметром проводят измерения напряжения между каждым из полюсов СОПТ и «землей». По показаниям УКИ определяют сопротивление изоляции каждого полюса относительно «земли».

Для измерений может быть использован двухканальный цифровой запоминающий осциллограф, например, Fluke 199С.

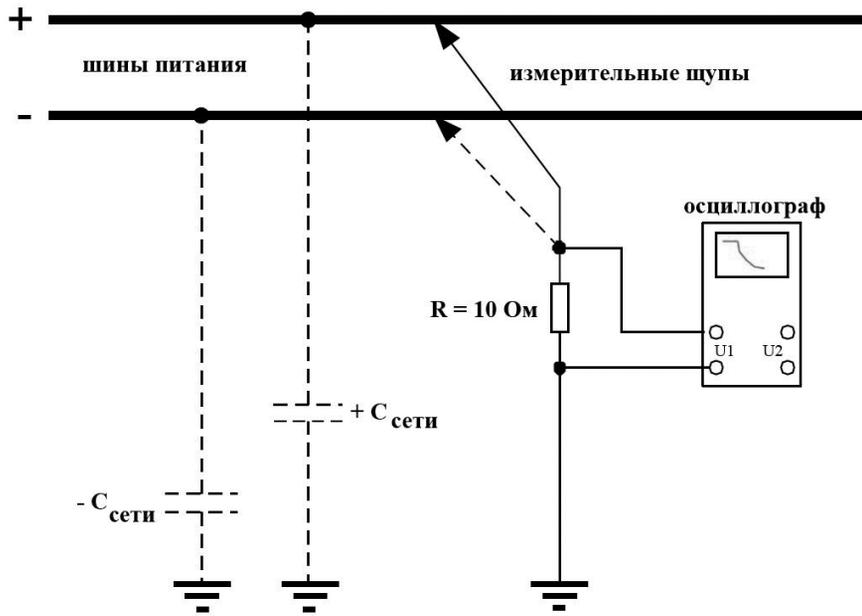


Рис. 4.22. Измерительная схема для определения емкости сети на «землю»

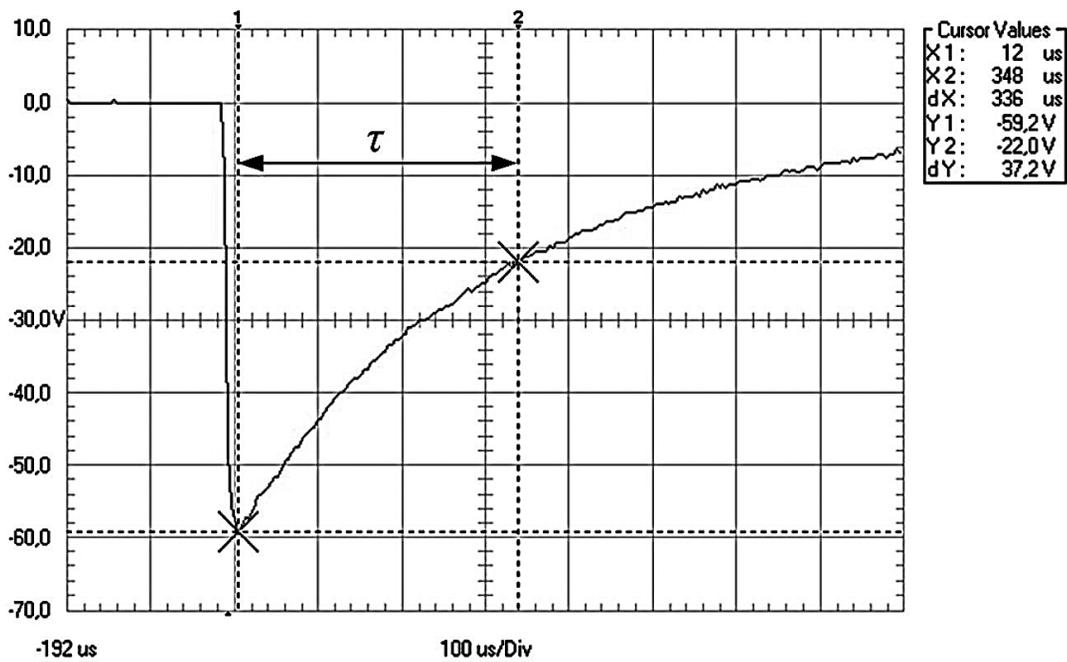


Рис. 4.23. Осциллограмма кривой разряда емкости сети на «землю»
через резистор сопротивлением 10 Ом

По результатам проверки определяют вид технического состояния УКИ (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты проверки оформляются Протоколом №7 (рис. 4.24).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 7
проверки устройств контроля изоляции и поиска «земли»

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С Отн. влажность воздуха _____ % Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Паспортные данные устройства контроля изоляции и поиска земли

Тип _____ Зав. № _____ Год выпуска _____
Тип _____ Зав. № _____ Год выпуска _____

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ПУЭ, ПТЭ, паспорт УКИ

Рис. 4.24. Протокол №7

7.1. Результаты проверки устройства контроля изоляции

№ п/п	Тип устройства	Проверка срабатывания сигнализации при снижении сопротивления изоляции		Проверка правильности определения диапазона сопротивления изоляции					Проверка правильности определения линии с пониженным сопротивлением изоляции		Заключение
		20 кОм (220 В)	до 100кОм	1 диапазон (0-10кОм)	2 диапазон (10-20кОм)	3 диапазон (25-50кОм)	4 диапазон 50-100кОм)	5 диапазон (100-1000 кОм)	максимально определяемое сопротивление изоляции одной линии МОм	время измерения по паспорту/ фактически	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

7.2. Результаты измерений сопротивления изоляции

№ п/п	Номер щита постоянного тока	Напряжение полюса источника питания относительно «земли» В		Допустимое сопротивление изоляции сети СОПТ кОм	Сопротивление изоляции кОм	
		«+»	«-»		«+» - «земля»	«-» - «земля»
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение рис. 4.24. Протокол №7

7.3. Результаты измерений ёмкости сети на «землю»

№ п/п	Ёмкость сети на землю, мкФ
1	2

7.4. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы:

Заключение:

Испытания провели:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Протокол проверил:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Окончание рис. 4.24. Протокол №7

4.9. Определение технического состояния коммутационно-защитной аппаратуры

Коммутационно-защитную аппаратуру, установленную в сети СОПТ, можно условно разделить по конструктивным особенностям и выполняемым ею функциям на следующие группы:

- автоматические выключатели;
- плавкие предохранители;
- разъединители-предохранители;
- коммутационные аппараты (выключатели нагрузки, рубильники, пакетные выключатели).

4.9.1. Определение технического состояния автоматических выключателей

Для определения технического состояния АВ проводят следующие виды испытаний.

Измерение сопротивления изоляции: в разомкнутом положении между входными и выходными клеммами одноименных полюсов; в замкнутом положении между каждой парой клемм разноименных полюсов; в замкнутом положении между клеммами разноименных полюсов и «землей». Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Измерение температуры контактов и контактных соединений. Предельные значения температуры нагрева контактов АВ и контактных соединений не должны превышать значений, указанных в табл. ПЗ.1 (п. 2), а контактных соединений — в табл. ПЗ.1 (пп. 4 и 5) РД 34.45-51.300-97 [47].

Для проверки действия теплового расцепителя (ТР) и электромагнитного расцепителя (ЭМР) АВ измеряют время срабатывания ТР и ЭМР АВ при прогрузке током в соответствии с заводскими данными. Критерием работоспособности АВ является соответствие значения тока и времени срабатывания ЭМР его паспортным времятоковым характеристикам на постоянном токе. Если испытания АВ выполняют на переменном токе, то измеренные значения тока срабатывания ЭМР следует умножить на поправочный коэффициент $k_{\text{п}}$. Для АВ типа АП50 в соответствии с паспортными характеристиками рекомендуется применять коэффициент $k_{\text{п}} = 1,25$, для остальных типов АВ с ЭМР $k_{\text{п}} = 1,3 \div 1,5$. Поправочный коэффициент для выключателей с полупроводниковыми расцепителями может иметь большой разброс значений и должен определяться для каждого типа выключателей отдельно.

Для измерения температуры контактов и контактных соединений применяют инфракрасный пирометр или тепловизор.

Контроль технического состояния защитных коммутационных аппаратов (автоматических выключателей) можно проводить на переменном токе с помощью комплектного испытательного устройства и нагрузочного трансформатора. Нагрузочный трансформатор должен обеспечивать проверку срабатывания ЭМР автоматических выключателей в диапазоне токов $10 \div 2500$ А.

4.9.2. Определение технического состояния плавких предохранителей, предохранителей-разъединителей, коммутационных аппаратов

Для определения технического состояния плавких предохранителей, предохранителей-разъединителей, коммутационных аппаратов проводят следующие виды испытаний.

Измерение сопротивления изоляции: в разомкнутом положении между входными и выходными клеммами одноименных полюсов; в замкнутом положении между каждой парой клемм разноименных полюсов; в замкнутом положении между клеммами разноименных полюсов и «землей». Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Измерение температуры контактов и контактных соединений. Предельные значения температуры нагрева контактных соединений ПП, КА и РП не должны превышать значений, указанных в табл. ПЗ.1 РД 34.45-51.300-97 [47].

Для измерения температуры контактов и контактных соединений применяют инфракрасный пирометр или тепловизор.

По результатам проверки определяют вид технического состояния КЗА (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты проверки КЗА и измерений температуры контактов и контактных соединений оформляются Протоколами №№4, 12 (рис. 4.25, 4.26).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 4
проверка коммутационных и защитных аппаратов напряжением до 1000 В

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С Отн. влажность воздуха _____ % Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ПУЭ, ГОСТ Р 50345-92 (МЭК 898-87), ГОСТ Р 50030-99, РД 34.45-51.300-97

Рис. 4.25. Протокол №4

4.1. Результаты перегрузки автоматических выключателей испытательным током

№ п/п	Обозначение по схеме, место установки	Типовое обозначение (маркировка)	Типы расцепителей		Заданная выдержка времени, (с)	Номинальный ток (А)	Уставка расцепителей		Проверка расцепителя					
			перегрузки	короткого замыкания			перегрузки, (А)	короткого замыкания, (А)	Время срабатывания, (с)	Время срабатывания, (с)	Длительность приложенного испытательного тока, (с)	Ток срабатывания расцепителя, (А)	Время срабатывания, (с)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<i>Название цита: ЩПТ-1</i>														
1														
2														
<i>Название цита управления: ГЩУ, БЩУ, РЩ</i>														
3														
<i>Название распределительного устройства: КРУ, ГРУ, ЗРУ, ОРУ</i>														
4														
5														
6														

Продолжение рис. 4.25. Протокол №4

4.2. Результаты измерений сопротивления изоляции коммутационных и защитных аппаратов напряжением до 1000 В

№ п/п	Место установки	Марка электрического аппарата	Напряжение номинального тока, В	Допустимое сопротивление изоляции (МОм)	Измеренное значение сопротивления изоляции, (МОм)		
					«+» - «-»	«+» - «земля»	«-» - «земля»
1	2	3	4	5	6	7	8
			500	> 1,0			

4.3. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган госуд. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		

Типы расцепителей:

ОВВ – максимальный расцепитель тока с обратно-зависимой выдержкой времени. **МД** – максимальный расцепитель тока мгновенного действия.

НВВ – максимальный расцепитель тока с независимой выдержкой времени.

Выводы:

Заключение:

Испытания провели: _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 _____ (должность) _____ (ф.и.о.)
 _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 _____ (должность) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 _____ (должность) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.25. Протокол №4

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
 Действительно до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 Адрес: _____
 Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 12
проверки контактных соединений и плавких вставок на нагрев

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____°С Относительная влажность воздуха _____%
 Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

Цель измерений (испытаний)

(прёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):

1. Результаты измерений

№ п/п	Место измерения	Оборудование	Объект измерения	Проверка температуры по полюсам, Т °С	
				полюс «+»	полюс «-»
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	По-следняя	Оче-редная		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>

Заключение: Значения температуры контактных соединений и плавких вставок соответствуют (не соответствуют) норме РД 34.45-51.300-97.

Испытания провели:

(должность) (подпись) (ф.и.о.)

(должность) (подпись) (ф.и.о.)

Протокол проверил:

(должность) (подпись) (ф.и.о.)

Рис. 4.26. Протокол №12

4.10. Определение технического состояния устройств защиты от импульсных перенапряжений

Объем испытаний для определения технического состояния УЗИП должен быть следующим.

Измерение тока утечки при приложении напряжения постоянного тока между полюсами каждого УЗИП и «землей». УЗИП отключаются от шин ЩПТ с помощью РП или КА. На каждое УЗИП (кремниевый диод), подключенное к клеммам мегомметра в обратном направлении, поочередно подается напряжение 500 В и выдерживается в течение 1 мин. Фиксируется сопротивление УЗИП, которое не должно быть менее допустимого значения. В соответствии с [44] устройства, подключаемые к сети СОПТ должны иметь сопротивление цепи питания относительно «земли» не менее 1 МОм, при этом ток утечки не должен превышать 0,22 мА при напряжении сети 220 В.

При измерении остающегося напряжения при воздействии испытательного импульса перенапряжений УЗИП отключают от шин ЩПТ с помощью КА (рис. 4.27). От специального генератора на УЗИП подается испытательный импульс (колебательный затухающий или апериодический импульс с параметрами, указанными в ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) и ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12)).

Регистрируют амплитуду остающегося напряжения на УЗИП. Амплитуда остающегося напряжения для защитных диодов должна составлять менее 0,1 кВ, для ОПН на базе варисторов — 1,0÷1,2 кВ (рис. 4.28).

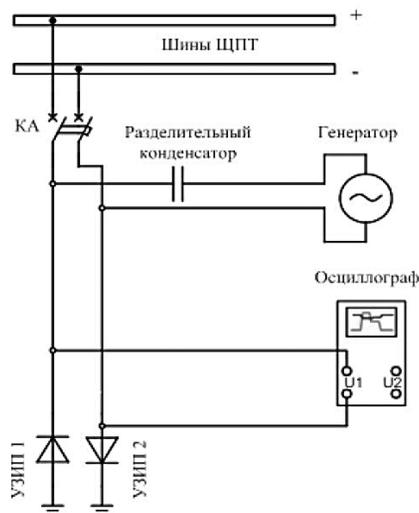


Рис. 4.27. Схема проведения испытаний УЗИП при определении остающегося напряжения

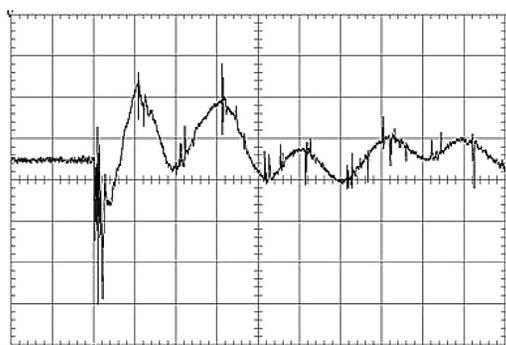


Рис. 4.28. Характерная осциллограмма напряжения на УЗИП (ОПН) при воздействии затухающего колебательного импульса амплитудой 5 кВ ($m_U = 0,5$ кВ/дел; $m_t = 5$ мкс/дел.)

Воздействие импульсных помех устройств защиты от импульсных перенапряжений производят с помощью ГВЧИ или ГАИ.

Для проведения испытаний могут быть рекомендованы измерительные комплексы ИК-1 или ИКП-1 (ООО «Компания ЭМС», г. Москва). Осциллографирование помех производят с помощью цифрового запоминающего осциллографа с полосой пропускания не менее 50 МГц.

По результатам проверки определяют вид технического состояния УЗИП (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты проверки оформляются Протоколом №9 (рис. 4.29).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 9
проверки устройств защиты от импульсных перенапряжений

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха ___ °С Относительная влажность воздуха ___ % Атмосферное давление ___ мм.рт.ст.

Паспортные данные устройства защиты от импульсных перенапряжений

Тип _____ №1 год выпуска _____
Тип _____ №2 год выпуска _____

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сравнительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ГОСТ Р 51317.4.5-99, ГОСТ Р 51317.4.12-99, паспорт УЗИП

Рис. 4.29. Протокол №9

1. Результаты измерений

№ п/п	Виды измерений и электромагнитных воздействий	Степень жесткости испытаний	Испытательное напряжение	Нормированное значение параметра		Заключение
				Ток, мА	Остающаяся напряженность, В	
1	2	3	4	5	6	7
УЗИП № _____						
1.	Измерение тока утечки	-	0,5 кВ	0,22 мА	-	
2.	Микросекундные импульсные помехи		4 кВ (провод – земля)	-		
3.	Затухающие колебательные помехи (однократные)		4 кВ (провод – земля)	-		

Выводы:

Заключение:

Испытания провели:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Протокол проверил:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Окончание рис. 4.29. Протокол №9

4.11. Измерение и расчет токов короткого замыкания в сети системы оперативного постоянного тока

Измерение токов КЗ в сети СОПТ проводят для последующей проверки: отключающей способности, чувствительности, селективности ЗА; термической стойкости и невозгораемости ЭП и КЛ; состояния контактных соединений в сети СОПТ; времени автономной работы АБ с момента потери СН до критического уровня разряда (1,8 В/эл.) с учетом постоянной, кратковременной и временной нагрузок.

При увеличении внутреннего сопротивления АБ снижаются токи КЗ, прежде всего на шинах ЩПТ и в распределительных линиях. В групповых линиях токи КЗ снижаются незначительно, поскольку в удаленных от АБ точках сети $R_{\text{петли}} \gg r_{\text{вн АБ}}$. При проверке отключающей способности, чувствительности и селективности АВ, термической стойкости и невозгораемости ЭП и КЛ необходимо использовать фактические (измеренные) значения токов КЗ.

Измерения токов КЗ проводятся с помощью нагрузочного устройства (НУ) с электронным ключом, позволяющим на короткое время (до нескольких миллисекунд) подключать нагрузочный резистор R_n к контрольной точке сети и цифрового двухканального осциллографа (рис. 4.30). При этом измеряют напряжение U и провал напряжения ΔU в точке сети.

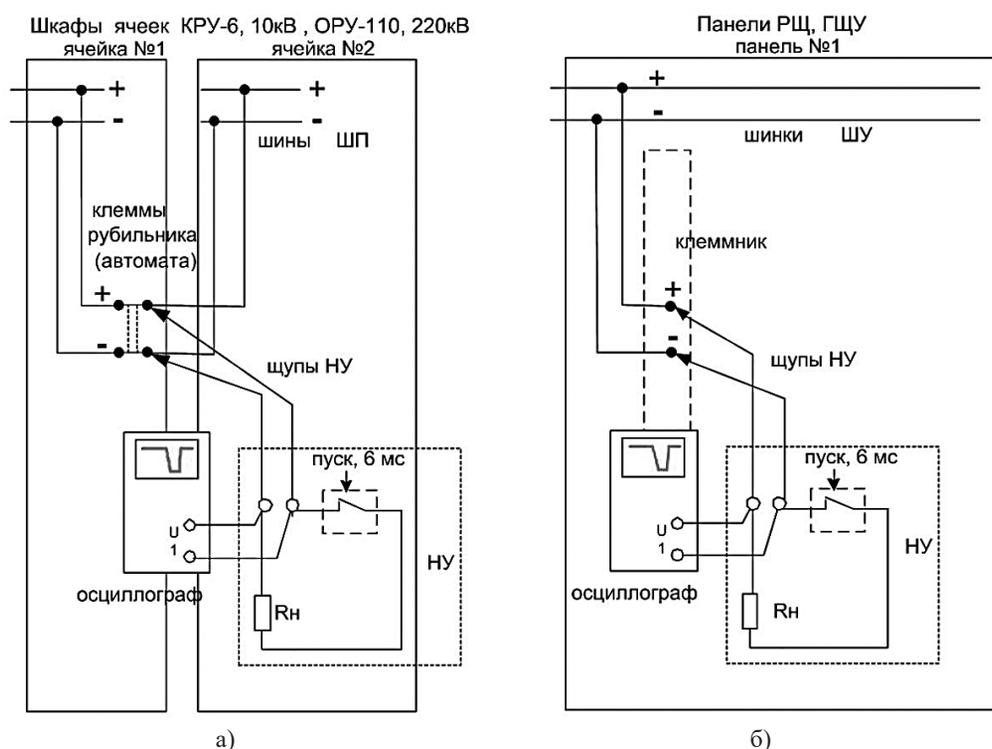


Рис. 4.30. Схемы подключения НУ и измерительной аппаратуры при измерениях токов КЗ в характерных точках цепи СОПТ (а) — в шкафах и ячейках КРУ и ОРУ, (б) — в панелях ГЩУ и РЩ

Номинальное значение сопротивления и мощность нагрузочного резистора выбираются исходя из следующих соображений.

$$R_n \ll R_{\text{ОБ}}, R_{\text{ОБ}} \gg R_{\text{л}} + r_{\text{АБ}},$$

где $r_{\text{АБ}}$ — внутреннее сопротивление АБ [Ом], $R_{\text{л}}$ — сопротивление линии (проводников) между АБ и оборудованием [Ом], $R_{\text{ОБ}}$ — сопротивление нагрузки оборудования [Ом].

Мощность, рассеиваемая резистором, должна быть достаточной для того, чтобы не вызывать изменения сопротивления резистора или его повреждения в результате нагрева. Ток, протекающий в сети, не должен вызывать срабатывания защитного аппарата, в зоне действия которого производятся измерения.

Значение тока металлического КЗ в точке цепи определяют по формуле:

$$I_{\text{КЗ}} = U(U - \Delta U) / \Delta U R_n,$$

где U — напряжение в точке цепи до подключения НУ [В], ΔU — провал напряжения в точке цепи после подключения НУ [В], R_n — сопротивление нагрузочного резистора НУ [Ом].

Измерения токов КЗ проводят в цепях управления и технологических защит (ШУ), цепях приводов (ШП) ВВ и цепях сигнализации (ШС). Характерными точками измерений являются (рис. 4.31):

- выводы АБ;
- шины БШ или панели ввода ЩПТ;
- входные и выходные клеммы батарейного и вводных ЗА каждой секции;
- шины ЩПТ (каждой секции);
- выходные клеммы ЗА распределительных линий ЩПТ;
- входные и выходные клеммы КА, расположенных во вводных шкафах распределительных устройств (КРУ, ГРУ, ЗРУ, ОРУ);
- входные и выходные клеммы вводных КА РЩ, ГЩУ, БЩУ;
- клеммы секционных КА колец питания распредустройств и щитов РЗА;
- входные и выходные клеммы ЗА групповых линий распредустройств и щитов РЗА.

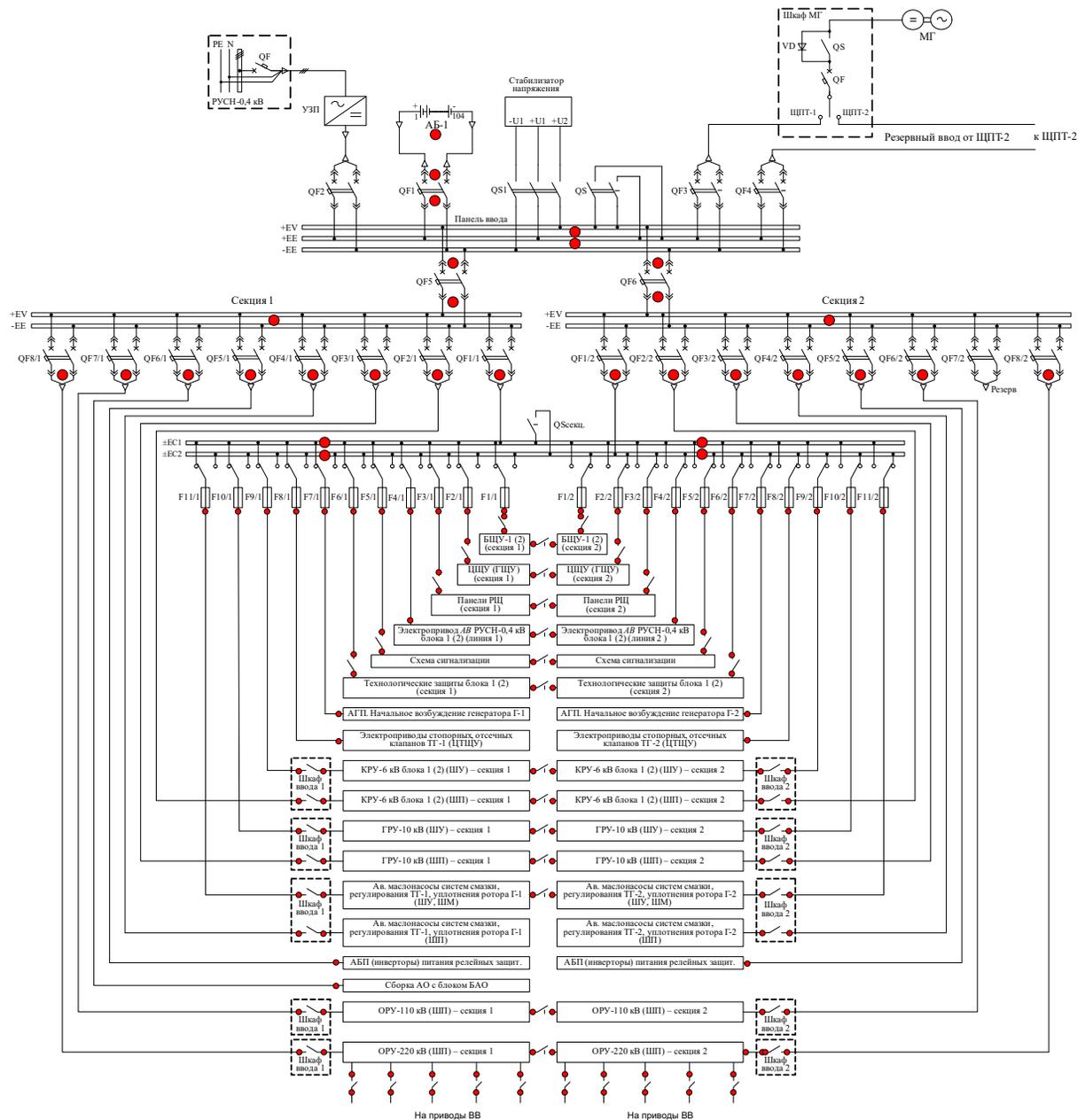


Рис. 4.31. Характерные точки измерений токов КЗ в сети СОПТ

Просадку напряжения в точке сети ΔU измеряют цифровым запоминающим осциллографом, напряжение в точке сети U и сопротивление нагрузочного резистора R_n — 4-разрядным мультиметром. В качестве нагрузочного устройства может быть рекомендовано, например, устройство ООО «Компания ЭМС» — УИН-3.

Токи КЗ в конце групповых линий могут быть определены расчетным путем [19; 20] по схеме замещения СОПТ. Расчет токов КЗ проводят с помощью специальной компьютерной программы. Например, можно использовать программу *GuDCsets* «Расчет коротких замыканий в электроустановках постоянного оперативного тока напряжением 24–220 В» (кафедра «Электрические станции», ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва). Можно использовать другую аналогичную компьютерную программу для расчетов токов КЗ в электроустановках оперативного постоянного тока, которая должна удовлетворять следующим требованиям:

- иметь удобный графический интерфейс ввода расчетных схем;
- иметь базу данных с возможностью пополнения;
- автоматически формировать схему замещения элементов сети;
- учитывать активные сопротивления всех элементов, по которым протекает ток КЗ;
- учитывать переходные сопротивления контактов элементов сети;
- учитывать сопротивление электрической дуги, тепловой спад тока, теплообмен между жилами кабелей и изоляцией;
- учитывать нелинейность вольтамперных характеристик источников питания (аккумуляторных батарей и зарядных устройств);
- учитывать изменение параметров аккумуляторов, обусловленное их текущим состоянием заряженности и температурой окружающей среды;
- учитывать влияние температуры окружающей среды на сопротивление кабелей.

Схема замещения СОПТ (рис. 4.32) для проведения расчетов токов КЗ должна быть составлена на основе исполнительной схемы. При подготовке исходных данных для проведения расчетов токов КЗ необходимо определить:

- тип источников питания (АБ, УЗП, СТБН);
- расчетную схему (нормальный, ремонтный режим работы оборудования);
- место КЗ (шины ЩПТ, начало или конец КЛ или ЭП);
- вид КЗ (металлическое, дуговое);
- продолжительность КЗ (определяется по времени срабатывания основной или резервной защит);
- предшествующий режим (начальная температура кабелей в зависимости от условий эксплуатации).

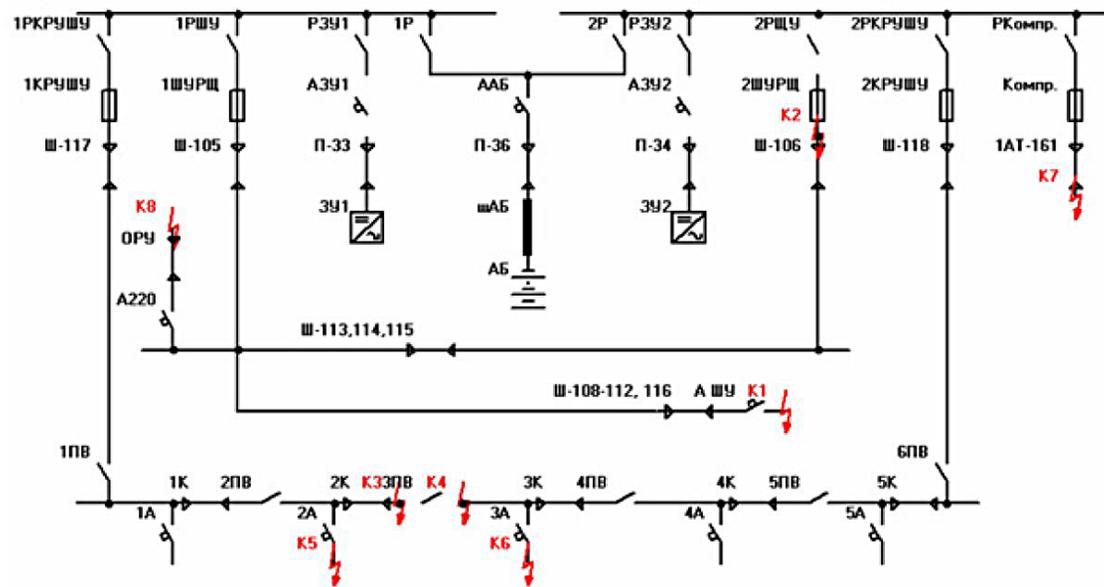


Рис. 4.32. Схема замещения участка сети СОПТ с указанием точек КЗ

Результаты измерений и расчетов токов КЗ используются при оформлении Протоколов № 5 (рис. 4.36), № 6 (рис. 4.37), № 8 (рис. 4.33), № 10 (рис. 4.38).

4.12. Определение технического состояния контактных соединений

Методика расчетно-экспериментального определения технического состояния контактных соединений сети СОПТ заключается в сравнении измеренных и рассчитанных значений токов металлических КЗ в контрольных точках сети СОПТ. По величине расхождения между измеренными и расчетными значениями определяется техническое состояние контактных соединений.

Рассчитывают процент расхождения между расчетными и измеренными значениями токов КЗ по формуле:

$$K_{\text{расх.}}(\%) = [(I_{\text{КЗ расч.}} - I_{\text{КЗ измер.}}) / I_{\text{КЗ расч.}}] \cdot 100 \%$$

Если эти значения существенно различаются (более чем на 20 %), то следует выполнить дополнительные измерения по определению контактных соединений с повышенным сопротивлением, и указать их в ведомости дефектов.

Расхождение между расчетными и измеренными значениями токов КЗ ($I_{\text{КЗ расч.}} \geq I_{\text{КЗ измер.}}$) обусловлено наличием повышенных переходных сопротивлений контактов в элементах цепи СОПТ по сравнению с нормированными значениями, используемыми в расчетной модели.

Предельно допустимый процент расхождения между расчетными и измеренными значениями токов КЗ определяют для различных типов оборудования расчетным путем с использованием данных, полученных при измерениях.

Результаты диагностирования контактных соединений оформляются Протоколом №8 (рис. 4.33).

Пример 4

Расчет предельно допустимого процента расхождения для привода высоковольтного выключателя.

Ток, протекающий в цепи привода, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{ПР}} = U_{\text{АБ}} / (R_{\text{О}} + R_{\text{П}} + r_{\text{АБ}}),$$

где $R_{\text{О}}$ — сопротивление обмотки электромагнита включения привода (паспортное значение);

$R_{\text{П}}$ — сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до клемм привода с учетом реального переходного сопротивления контактов (измеренное значение);

$U_{\text{АБ}}$ — напряжение на АБ в режиме поддерживающего заряда (цепи ШП, измеренное значение);

$r_{\text{АБ}}$ — внутреннее сопротивление АБ (цепи ШП, измеренное значение).

Так как $r_{\text{АБ}120} \ll r_{\text{ЗУ}}$, то составляющей тока, протекающей в цепи УЗП, пренебрегаем.

Рассчитывают минимальное значение тока привода, при котором напряжение на обмотке катушки включения не будет меньше предельно допустимого минимального значения (см. таблицу 4.12):

$$U_{\text{мин.О}} = R_{\text{О}} I_{\text{мин.ПР}}$$

При выполнении условия $I_{\text{ПР}} \geq I_{\text{мин.ПР}}$ будет обеспечено включение привода. Для определения предельно допустимого процента расхождения рассчитывается сопротивление петли $R_{\text{П1}}$, при котором обеспечивается включение привода:

$$R_{\text{П1}} = [U_{\text{АБ}} - (R_{\text{О}} + r_{\text{АБ}}) \cdot I_{\text{мин.ПР}}] / I_{\text{мин.ПР}}$$

и соответствующий $R_{\text{П1}}$ ток КЗ:

$$I_{\text{КЗ1}} = U_{\text{АБ}} / (R_{\text{П1}} + r_{\text{АБ}}).$$

Предельно допустимый процент расхождения определяется из соотношения:

$$K_{\text{пред. доп. расх.}}(\%) = [(I_{\text{КЗ расч.}} - I_{\text{КЗ1}}) / I_{\text{КЗ расч.}}] \cdot 100 \%$$

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____

Действительно до: _____

Заказчик: _____

Объект: _____

Адрес: _____

Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 8
проверки контактных соединений

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____°С Относительная влажность воздуха _____% Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ГОСТ 10434-82, ГОСТ 29176-91

Рис. 4.33. Протокол №8

1. Результаты измерений

№ п/п	Точки измерений тока КЗ	Режим работы (нормальный, ремонтный)	Расчетный ток металлического КЗ А	Измеренный ток КЗ А	Процент расхождения %
1	2	3	4	5	6

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерений	Класс точности	Последняя	очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы:

Заключение:

Испытания провели: _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.33. Протокол №8

4.13. Проверка отключающей способности, чувствительности и селективности защитных аппаратов

Для проверки отключающей способности ЗА должен быть рассчитан ток металлического КЗ на его зажимах со стороны источника питания. Для ЗА, установленных в ЩПТ, расчетным является ток металлического КЗ на шинах ЩПТ.

При определении отключающей способности низковольтных АВ и ПП значение предельно допустимого тока КЗ для конкретного ЗА ($I_{\text{пред. доп. КЗ}}$) сравнивают с расчетным значением тока металлического КЗ ($I_{\text{макс. КЗ}}$) на зажимах ЗА обращенных в сторону источника питания (в данном случае в сторону АБ) или со стороны наиболее мощного источника питания.

Отключающая способность обеспечивается при выполнении следующего условия:

$$I_{\text{пред. доп. КЗ}} \geq I_{\text{макс. КЗ}}$$

Предельно допустимый ток КЗ защитного аппарата определяют из технического паспорта завода-изготовителя. Значения предельно допустимых токов КЗ при напряжении постоянного тока 110÷240 В для наиболее распространенных ЗА, устанавливаемых в сети СОПТ, представлены в табл. 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8

Значения предельно допустимых токов при напряжении постоянного тока 110÷240 В для АВ типа АВМ-4, АВМ-10, АК-63, АЗ700

Тип автоматического выключателя	Предельно допустимый ток КЗ, кА
АК63-1М, АК63-1МГ	3
АК63-2М, АК63-2МГ	5
АВМ-4, АВМ-10	40
АЗ733С	30
АЗ743С	35
АЗ713Б, АЗ723Б, АЗ733Б, АЗ743Б	110
АЗ793СУЗ, АЗ793СХЛЗ, АЗ793СТЗ, АЗ793БУЗ, 3793БХЛЗ, АЗ793БТЗ	111,1

Таблица 4.9

Значения предельно допустимых токов при напряжении постоянного тока 110÷240 В для АВ типа АЗ700, АП 50Б

Тип автоматического выключателя	Номинальный ток макс. расцепителя, А	Предельный допустимый ток КЗ, кА
АЗ715Б	16	5
	20	6
	25	8
	32	16
	40	26
	50	35
	63	40
	80	60
АЗ725Б	100	80
	125	100
	160	100
АЗ735Б	160	80
	200	100
	250	100
АЗ745Б	250	80
	320	100
	400	100
АП 50Б	400	100
	500	100
	630	100
АП 50Б	1,6	0,5
	2,5	0,7
	4	1,0
	6,3	1,4
	10; 16; 25; 40; 50; 63	2,5
		2,5

Для проверки чувствительности ЗА рассматривают режим минимальных токов, т.е. рассчитывают ток дугового КЗ в конце защищаемой им КЛ или на зажимах конечного электроприемника для ремонтного режима работы оборудования в режиме предельно допустимого разряда АБ. Для расчета минимальных токов следует ориентироваться на предшествующий режим, соответствующий максимальной начальной температуре жил (+70 °С для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией).

Определение чувствительности АВ осуществляют сравнением минимального расчетного значения тока дугового КЗ в защищаемой ими КЛ (режим минимальных токов) с уставкой электромагнитного расцепителя (ЭМР). Чувствительность обеспечивается при выполнении условия:

$$I_{\text{мин. КЗ}} / I_{\text{уст. ЭМР}} \geq K_{\text{зап.}}$$

где $K_{\text{зап.}}$ — коэффициент запаса, который обычно находится в диапазоне 1,13÷1,43.

При отсутствии достоверных данных о разбросе параметров срабатывания проверяемого АВ, минимальный коэффициент запаса принимают равным 1,5.

Проверку чувствительности ПП осуществляют сравнением минимального расчетного значения тока дугового КЗ в защищаемой ими КЛ (режим минимальных токов) с номинальным током предохранителя. Чувствительность обеспечивается при срабатывании ПП за время, не превышающее 0,4 с в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е изд., п.1.7.161).

При проведении расчетов селективности защитных аппаратов используют специальную компьютерную программу. Например, можно использовать программу DCSelectiv (ООО «НПФ ЭЛНАП», г. Москва). Можно использовать аналогичную компьютерную программу расчета селективности защитных аппаратов. Программа должна удовлетворять следующим требованиям:

- иметь полную базу данных по применяемым в сети СОПТ защитным аппаратам с возможностью ее пополнения;

- учитывать случайный разброс параметров защитных аппаратов и их зависимость от температуры и других внешних факторов;

- по выбранным из базы данных типам и характеристикам аппаратов защиты (номинальному току, уставкам ТР и ЭМР) строить времятоковые характеристики 6-ти ступеней защиты на одной карте селективности;

- наносить на карты не менее 5 значений токов КЗ (расчетных значений в нормальном и ремонтном режимах работы (3), измеренных значений (2)) в диапазоне 1÷10000 А;

- обеспечивать четкий просмотр графической информации на картах (зон пересечения времятоковых характеристик защитных аппаратов и точек их пересечения с нанесенными значениями токов КЗ) для определения селективности защитных аппаратов.

Перед построением карт селективности строят графы, соответствующие одной цепи последовательно соединенных ЗА разных ступеней защиты (рис. 4.34 а, б). Для построения графов используют исполнительную схему СОПТ участка ТЭС или ПС.

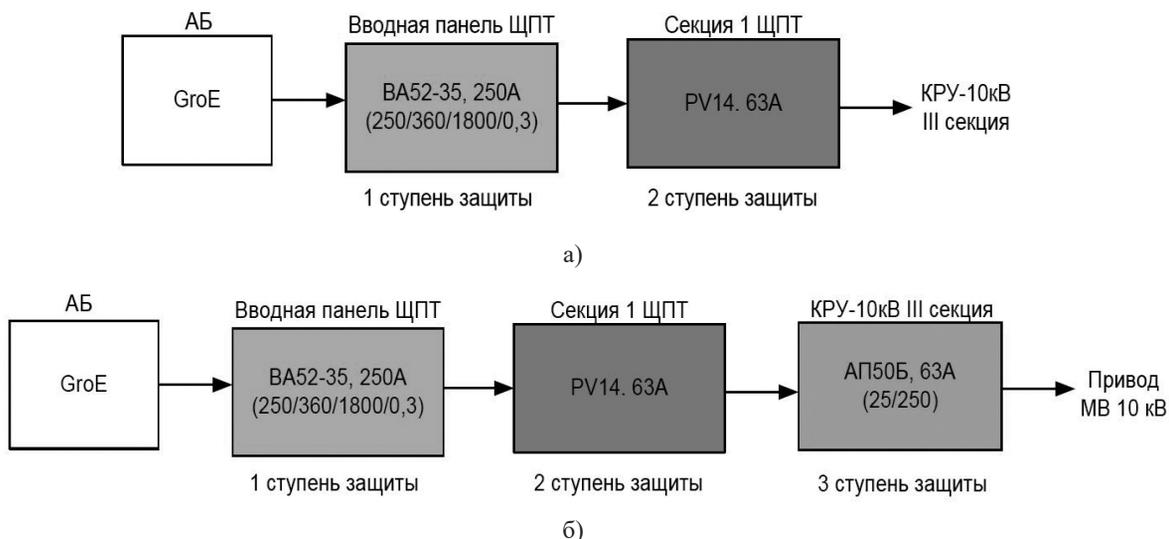
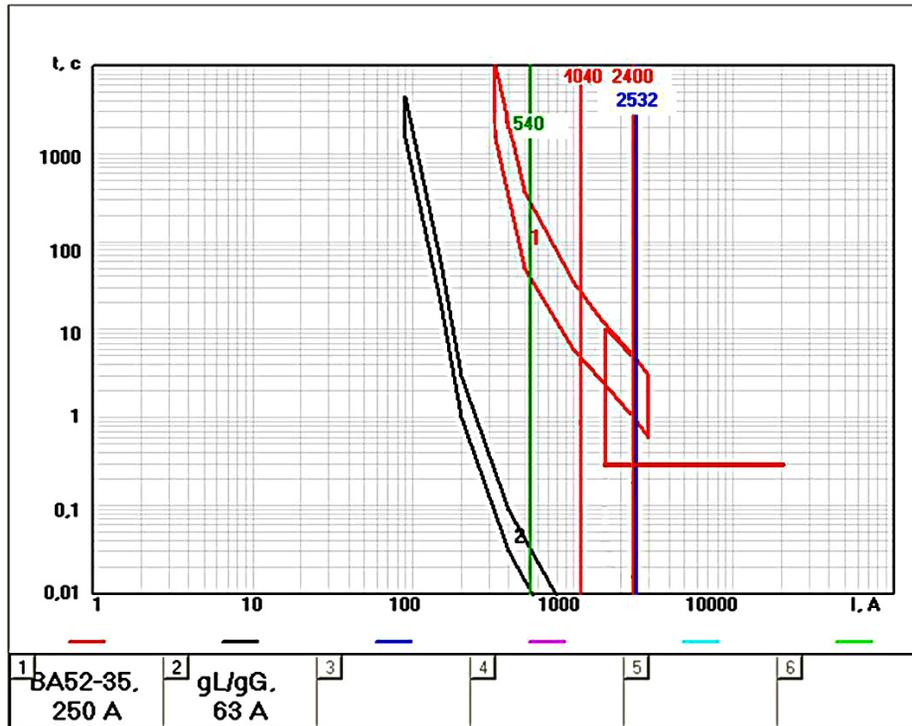
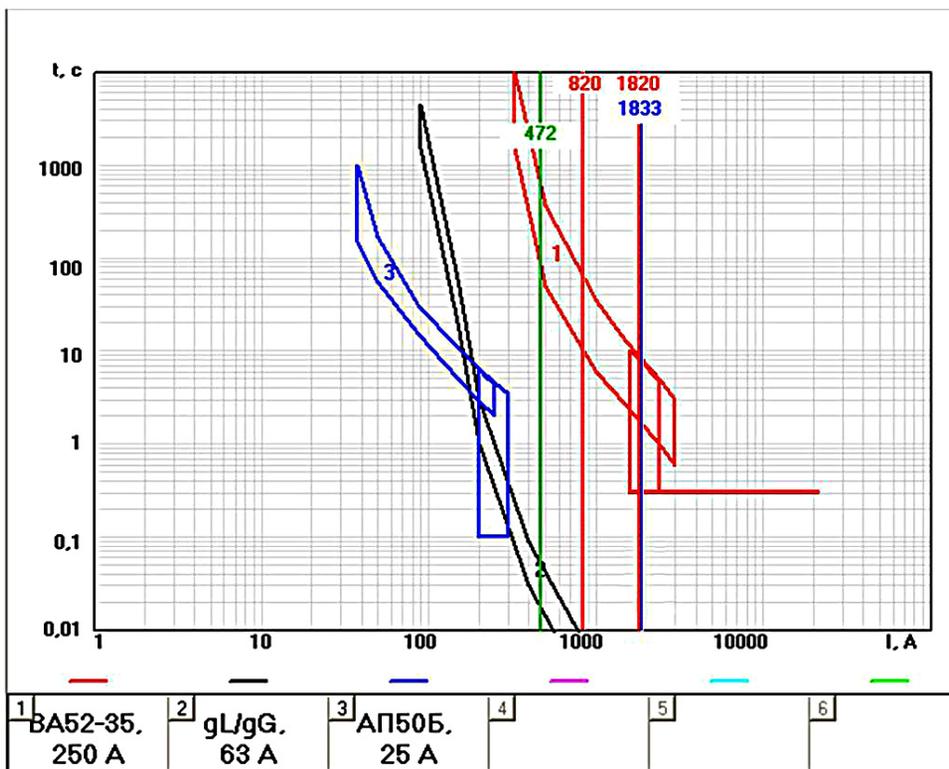


Рис. 4.34. Графы, соответствующие цепочкам последовательно соединенных аппаратов двух (а) и трех (б) ступеней защиты

В соответствии с графами на картах селективности строят времятоковые характеристики ЗА разных ступеней защиты. На каждой карте указывают расчетные значения токов КЗ: металлического в начале линии (синяя линия) и дугового КЗ в конце линии в ремонтном режиме работы оборудования (зеленая линия) в режиме предельно допустимого разряда АБ, т.е. указывают полный диапазон возможных значений токов КЗ в линии (рис.4.35). На карте селективности наносят также значения измеренных токов КЗ в начале и конце линии (красные линии).



а)



б)

Рис. 4.35. Карты селективности защитных аппаратов 1-й и 2-й (а) и 1-й, 2-й и 3-й (б) ступеней защиты

По точкам пересечения минимальных и максимальных расчетных значений токов с верхней и нижней границами времятоковых характеристик определяют диапазон времени и очередность срабатывания ЗА.

Проверяют селективность следующих ЗА:

— вводного ЗА (1-я ступень защиты) и каждого установленного в ЩПТ ЗА распределительной линий (2-я ступень защиты) при КЗ в распределительной линии в зоне действия аппарата 2-й ступени защиты (рис. 4.35, а);

— вводного ЗА (1-я ступень защиты), ЗА распределительной линий (2-я ступень защиты) и ЗА групповой линии (3-я ступень защиты) при КЗ в групповой линии в зоне действия аппарата 3-й ступени защиты (рис. 4.35, б).

Далее проводят анализ построенных карт селективности и очередности срабатывания ЗА. Селективность считают выполненной в диапазоне токов КЗ при условии, если:

— при КЗ в любой точке распределительной линии сработает ЗА 2-й ступени защиты без срабатывания ЗА 1-й ступени защиты;

— при КЗ в любой точке групповой линии сработает ЗА 3-й ступени защиты без срабатывания ЗА 1-й и 2-й ступеней защиты.

Селективность не выполняется в диапазоне токов КЗ в следующих случаях:

— при КЗ в распределительной линии ЗА 1-й ступени защиты сработает раньше ЗА 2-й ступени или ЗА 1-й и 2-й ступеней защиты сработают одновременно;

— при КЗ в групповой линии ЗА 1-й или 2-й ступеней защиты сработают раньше ЗА 3-й ступени или ЗА 1-й, 2-й и 3-й ступеней сработают одновременно.

Результаты проверки отключающей способности оформляются Протоколом №5 (рис. 4.36), селективности — Протоколом №6 (рис. 4.37).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 5
проверки отключающей способности и чувствительности аппаратов защиты напряжением до 1000 В

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____°С Отн. влажность воздуха _____% Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ГОСТ Р 50345-92 (МЭК 898-87), ГОСТ Р 50030-99, паспорт 3А

Рис. 4.36. Протокол №5

1. Результаты расчетов

№ п/п	Обозначение по схеме, место установки	Типовое обозначение (маркировка)	Номинальный ток аппарата защиты, А	Уставка ЭМР автоматического выключателя, А	Значение тока металлического КЗ со стороны источника питания, А	Предельная отключающая способность аппарата защиты, кА	Значение тока дуготогового КЗ в конце защищаемой аппаратурой защиты линии, А	Заключение об отключающей способности	Заключение о чувствительности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
2									
3									

Выводы:

Заключение:

1. Отключающая способность аппаратов защиты обеспечивается (не обеспечивается в цепях):

2. Чувствительность аппаратов защиты обеспечивается (не обеспечивается в цепях):

Расчеты провели:

(должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

(должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.36. Протокол №5

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 6
проверки селективности аппаратов защиты напряжением до 1000 В

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С Отн. влажность воздуха _____ % Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ГОСТ Р 50030.2—99 (МЭК 60947-2), ГОСТ Р 50339.0-92 (МЭК 269-1-86), ГОСТ Р 50339.1-92 (МЭК 269-2-86),
РД 34.20.501-95

Рис. 4.37. Протокол №6

1. Результаты расчетов

№ п/п	Место установки, типовое обозначение и параметры аппаратов защиты (номинальный ток, уставки ТР и ЭМР, временные задержки)						Диапазон токов КЗ в защищаемой линии, А	Заключение
	1-я ступень защиты	2-я ступень защиты	3-я ступень защиты	4-я ступень защиты	5-я ступень защиты	6-я ступень защиты		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы:

Заключение:

Селективность обеспечивается (не обеспечивается в цепях):

Испытания провели:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.37. Протокол №6

4.14. Проверка термической стойкости и невозгораемости электропроводки и кабельных линий

Для расчета термической стойкости следует ориентироваться на максимальную начальную температуру жил +70 °С (в соответствии с РД 34.45-51.300-97 допустимую температуру нагрева для ЭП и КЛ с поливинилхлоридной изоляцией при протекании длительно-допустимого тока). Оценку термической стойкости ЭП и КЛ [19] проводят по максимальному нагреву жил в следующем порядке.

1. Рассчитывают ток металлического КЗ в конце линии и ток дугового КЗ в начале линии (значение тока дугового КЗ в начале линии может превышать значение тока металлического КЗ). Термическую стойкость проверяют для большего из двух значений токов КЗ.

2. Рассчитывают температуру линии с учетом ее начальной температуры с момента возникновения тока КЗ до момента срабатывания основной защиты и полного отключения тока КЗ. Длительность КЗ $t_{КЗ}$ определяют следующим образом. Если чувствительность АВ обеспечивается — $t_{КЗ}$ задают исходя из полного времени отключения КЗ ЭМР аппарата основной защиты, которое, для АВ, не имеющих задержки срабатывания, принимают равным 0,1 с. Если чувствительность АВ для максимального расчетного тока КЗ не обеспечивается — $t_{КЗ}$ задают исходя из полного времени отключения КЗ ТР аппарата основной защиты, которое определяют по верхней границе его времятоковой характеристики. Для ПП, независимо от того, обеспечивается его чувствительность или нет $t_{КЗ}$ задают исходя из полного времени отключения КЗ, которое определяют по верхней границе его времятоковой характеристики.

Температура кабельной линии θ_K при адиабатическом нагреве рассчитывают из формулы:

$$I_{КЗ}^2 t_{КЗ} = K^2 S^2 \ln[(\theta_K + \beta)/(\theta_H + \beta)],$$

где $I_{КЗ}$ — среднеквадратичное значение тока короткого замыкания, определенное с учетом «теплого спада» [А]; $t_{КЗ}$ — длительность короткого замыкания [с]; S — площадь сечения токопроводящих жил провода или кабеля [мм²]; K — постоянная, зависящая от материала токопроводящих жил провода или кабеля [А·с^{1/2}/мм²]; θ_K — конечная температура провода или кабеля [°С]; θ_H — исходная температура провода или кабеля [°С]; β — величина, обратная температурному коэффициенту сопротивления материала токопроводящих жил провода или кабеля при 0 °С [К].

Значения коэффициентов K и β для различных материалов токопроводящих жил представлены в табл. 4.10.

Таблица 4.10

Значения коэффициентов K и β для различных материалов токопроводящих жил

Материал токопроводящей жилы	$K, A \cdot c^{1/2}/mm^2$	β, K
Медь	226	234,5
Алюминий	148	228

3. Расчетное значение температуры θ_{K1} сравнивают с предельно допустимой температурой нагрева кабеля или провода $\theta_{пред. доп. терм.}$. Проводник удовлетворяет требованию термической стойкости, если выполняется условие:

$$\theta_{K1} \leq \theta_{пред. доп. терм.}$$

Значения предельно допустимой температуры нагрева различных проводников при КЗ представлены в табл. 4.11.

Таблица 4.11

Значения предельно допустимой температуры нагрева различных проводников при коротком замыкании

Вид проводника	$\theta_{пред. доп. терм.}, ^\circ C$
Шины алюминиевые	200
Шины медные	300
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами с изоляцией из:	
поливинилхлорида (ПВХ)	160
резины	160
сшитого полиэтилена (СПЭ)	250

Для расчета невозгораемости следует ориентироваться на максимальную начальную температуру жил (+70 °С). Оценку невозгораемости проводников и кабельных линий проводят по максимальному нагреву жил в следующем порядке.

1. Рассчитывают ток металлического КЗ в конце линии и ток дугового КЗ в начале линии (значение тока дугового КЗ в начале линии может превышать значение тока металлического КЗ). Термическую стойкость проверяют для большего из двух значений токов КЗ.

2. Рассчитывают температуру линии (с учетом ее начальной температуры) с момента возникновения тока КЗ до момента срабатывания аппарата резервной защиты и полного отключения тока КЗ. Если аппаратом резервной защиты является АВ — длительность короткого замыкания $t_{\text{КЗ}}$ задают исходя из полного времени отключения тока КЗ его ТР и определяют по верхней границе времятоковой характеристики. Если аппаратом резервной защиты является ПП — длительность короткого замыкания $t_{\text{КЗ}}$ определяют по верхней границе его времятоковой характеристики. Температуру кабельного изделия определяют из формулы:

$$I^2_{\text{КЗ}} t_{\text{КЗ}} = K^2 S^2 \ln[(\theta_{\text{К}} + \beta)/(\theta_{\text{Н}} + \beta)].$$

3. Расчетное значение температуры $\theta_{\text{К2}}$ сравнивают с предельно допустимой температурой невозгораемости кабеля или провода $\theta_{\text{пред. доп. невозг}}$. Проводник удовлетворяет требованию невозгораемости, если выполняется условие:

$$\theta_{\text{К2}} \leq \theta_{\text{пред. доп. невозг}}.$$

В соответствии с Циркуляром №Ц-02-98(Э) [57] предельно допустимая температура невозгораемости кабеля или провода с пластмассовой (поливинилхлоридный пластификат) и резиновой изоляцией принимается равной 350 °С.

Результаты измерений оформляются Протоколом №10 (рис. 4.38).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____

Действительно до: _____

Заказчик: _____

Объект: _____

Адрес: _____

Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 10
проверки проводов и кабелей на термическую стойкость и невосгораемость при коротких замыканиях

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____°С Отн. влажность воздуха _____% Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

_____ (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ПУЭ, ГОСТ 28895-91, Циркуляр № Ц-02-98(Э).

Рис. 4.38. Протокол №10

1. Результаты проверки

№ п/п	Место измерения тока КЗ	Величина тока металл. КЗ, А	Тип и сечение кабеля, провода	Основной аппарат защиты				Температура кабеля при протекании макс. тока КЗ за время срабатывания аппарата защиты, °С	Заключение	
				Резервный аппарат защиты			Время сраб. ЭМР, с			
				Тип, номинальный ток, А	Уставка ТР, А	Уставка ЭМР, А				Время сраб. ТР, с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Выводы:

Заключение:

1. Термическая стойкость обеспечивается (не обеспечивается в цепях):

2. Невозгораемость обеспечивается (не обеспечивается в цепях):

Испытания провели:

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.38. Протокол №10

4.15. Проверка отстройки защитных аппаратов от пусковых токов и термической стойкости электромагнитов включения

Проверка отстройки ЗА от пусковых токов некоторых видов оборудования СОПТ (приводов ВВ, двигателей аварийных насосов) осуществляют графическим способом. Для этого на карте селективности строят пусковую характеристику оборудования, установленного после ЗА 3-й ступени защиты (рис. 4.39).

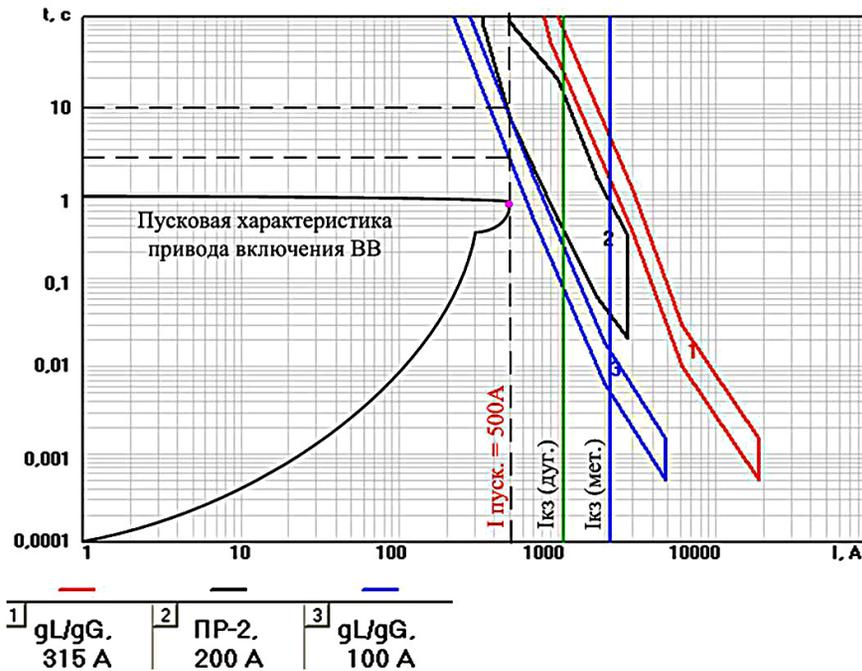


Рис. 4.39. Карта селективности ЗА 1-й, 2-й и 3-й ступеней защиты с нанесенной на нее пусковой характеристикой привода включения ВВ 110 кВ

ЗА считается отстроеным от пускового тока, если верхняя точка пусковой характеристики оборудования, соответствующая максимальному значению пускового тока (в данном случае 500 А), расположена ниже времятоковой характеристики ЗА 3-й ступени защиты.

При штатной работе привод включается за время $0,6 \div 0,9$ с, при наличии неисправности, например, при переключении механизма привода, по его обмотке длительное время протекает ток, который может привести к перегреву обмотки и ее повреждению. Принято считать, что термическая стойкость обмотки привода обеспечивается, если длительность протекания по ней тока включения не превышает $15 \div 20$ секунд [44]. Для проверки этого условия вертикальная линия, соответствующая максимальному значению пускового тока, продлевается вверх до пересечения с времятоковой характеристикой ЗА 3-й ступени защиты. По точкам пересечения с верхней и нижней границами времятоковой характеристики ЗА 3-й ступени защиты определяют диапазон времени срабатывания ПП. В приведенном выше примере (рис. 4.39) время срабатывания ПП составляет $2,3 \div 9$ с, что свидетельствует о выполнении термической стойкости обмотки.

В Техническом отчете должны быть представлены результаты проверки в виде карт селективности с нанесенными на них пусковыми характеристиками приводов включения ВВ 35, 110 и 220 кВ и диапазоном времени срабатывания ЗА при протекании через них пусковых токов.

4.16. Проверка работоспособности электроприемников в нормальном и аварийном режимах работы с учетом текущих параметров системы оперативного постоянного тока

Наличие повышенных переходных сопротивлений контактов в цепи между источником питания и потребителем приводит к снижению напряжения на его клеммах и снижению потребляемого им тока. Для предотвращения возможных отказов оборудования необходимо проверить расчетным способом

его работоспособность при текущих параметрах сети СОПТ. Основным критерием работоспособности является величина напряжения на клеммах электроприемников. В табл. 4.12 приведены допустимые отклонения напряжения от номинального значения для электроприемников при различных режимах работы СОПТ.

Таблица 4.12

Допустимые отклонения напряжения от номинального значения (220 В), %

Электроприемник	Характер нагрузки	Нормальный режим	Режим аварийного разряда АБ	
			переходный до 5 с	установившийся
Устройства управления, блокировки, сигнализации и РЗА	Постоянная	±5	+15 ÷ -20	±10
Приводы масляных ВВ: электромагнит включения, электромагнит отключения	Кратковременная	—	+10 ÷ -15 +10 ÷ -30	—
Приводы элегазовых ВВ: электромагнитные, пружинные	Кратковременная	—	+10 ÷ -15 +10 ÷ -15	—
Приводы вакуумных ВВ: электромагнит включения, электромагнит отключения	Кратковременная	—	+10 ÷ -15 +10 ÷ -30	—
Аварийное освещение	Временная	±5	Без ограничений	+10 ÷ -5
Электродвигатели аварийных насосов турбин	Временная	—	+15 ÷ -25	+10 ÷ -5
Электродвигатели аварийных маслонасосов уплотнений генераторов (с водородным охлаждением)	Временная	—	+15 ÷ -25	+10 ÷ -5
Агрегаты бесперебойного питания АСУ ТП	Временная	—	+20 ÷ -15	+20 ÷ -15

Для устройств управления, блокировки, сигнализации и РЗА расчеты не проводят, так как эти устройства относятся к постоянной нагрузке с токами потребления 20÷40 А. При таких токах нагрузки напряжение на клеммах электроприемников будет незначительно отличаться от напряжения на шинах ЩПТ. Контроль напряжения на указанных устройствах должен проводиться непосредственно измерением напряжения постоянного тока с использованием 4-разрядного мультиметра (осциллографа). Результаты измерений оформляются Протоколом №3.

Наиболее критичными к увеличению переходного сопротивления контактов являются электромагнитные приводы ВВ в КРУ или на ОРУ, которые относятся к кратковременной нагрузке. Для нормального режима работы (АБ подзаряжается от УЗП) должно быть рассчитано напряжение на клеммах приводов ВВ. Примеры расчета приведены ниже.

Пример 5

Расчет напряжения на обмотке привода при включении выключателя У-110-40 на ОРУ-110 кВ (без стабилизатора напряжения).

Исходные данные:

— сопротивление обмотки электромагнита включения привода ШПЭ-44 $R_0 = 0,46$ Ом (паспортное значение);

— установившееся значение тока включения $I_{уст.ПР} = 480$ А (паспортное значение);

— сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до шин ЩПТ $R_{1П} = 0,015$ Ом (измеренное значение);

— сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до привода выключателя — $R_{2П} = 0,415$ Ом (измеренное текущее значение);

— напряжение на выводах АБ (128 элементов) $\varepsilon_{128} = 256$ В (паспортное значение);

— фактическое значение внутреннего сопротивления АБ $r_{вн\ факт\ АБ\ 128} = 0,035$ Ом (измеренное значение);

— УЗП типа ВАЗП с номинальным током 80 А.

При толчковой нагрузке УЗП переходит в режим стабилизации тока, т.е. становится источником тока с высоким внутренним сопротивлением $r_{\text{внУЗП}} \gg r_{\text{внАБ}}$, максимальное значение выходного тока при этом $I_{\text{УЗП СТБ}} = 1,2 I_{\text{ном}} = 96 \text{ А}$.

Значение тока в цепи при включении привода:

$$I_{\text{ПР}} = I_{\text{УЗП СТБ}} + \varepsilon_{128} / (R_{\text{О}} + R_{2\text{П}} + r_{\text{вн факт АБ}}) = 96 + 256 / (0,46 + 0,415 + 0,035) = 377,3 \text{ А}.$$

Напряжение на обмотке включения привода составляет:

$$U_{\text{О}} = R_{\text{О}} I_{\text{ПР}} = 0,46 \cdot 377 = 173,6 \text{ В}.$$

Отклонение от номинального значения напряжения в %:

$$[1 - (U_{\text{О}} / U_{\text{ном}})] \cdot 100 \% = [1 - (173,6 / 220)] \cdot 100 \% = 100 \% - 78,9 \% = 21,1 \ \%.$$

Привод ШПЭ-44 выключателя У-110-40 при сопротивлении петли $R_{2\text{П}} = 0,415 \text{ Ом}$ не включится, так как отклонение напряжения на его обмотке менее нормированного значения «-15 %».

Рассчитаем, при каких параметрах цепи привода обеспечиваются условия для его включения. Условия, при которых включится привод, определяются следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} U_{\text{ПР}} / U_{\text{ном}} &= R_{\text{О}} I_{\text{ПР}} / U_{\text{ном}} \geq 0,85, \\ R_{2\text{П}} &\leq (\varepsilon_{128} / (I_{\text{ПР}}) - (R_{\text{О}} + r_{\text{вн факт АБ}})), \\ \varepsilon_{128} / U_{\text{ном}} &= k_{\text{У}} = 256 / 220 = 1,164. \end{aligned}$$

Решая систему неравенств, получаем:

$$\begin{aligned} R_{2\text{П}} &\leq \{(k_{\text{У}} \cdot U_{\text{ном}}) / [(0,85 U_{\text{ном}} / R_{\text{О}}) - I_{\text{УЗП СТБ}}]\} - (R_{\text{О}} + r_{\text{вн.факт.АБ}}) = \\ &= 1,164 \cdot 220 / [(0,85 \cdot 220) / 0,46] - 96 - (0,46 + 0,035) = 0,33 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Проверяем условия включения привода по значению допустимого напряжения на клеммах катушки включения:

$$\begin{aligned} I_{\text{ПР}} &= I_{\text{УЗП СТБ}} + \varepsilon_{128} / (R_{\text{О}} + R_{2\text{П}} + r_{\text{вн факт АБ}}) = 96 + 256 / (0,46 + 0,33 + 0,035) = 406,7 \text{ А}. \\ U_{\text{О}} &= R_{\text{О}} I_{\text{ПР}} = 0,46 \cdot 406,7 = 187,1 \text{ В}. \end{aligned}$$

Отклонение от номинального значения напряжения в %:

$$[1 - (U_{\text{О}} / U_{\text{ном}})] \cdot 100 \% = [1 - (187,1 / 220)] \cdot 100 \% = 15 \ \%.$$

Вывод: Привод ШПЭ-44 выключателя У-110-40 при сопротивлении петли $R_{2\text{П}} = 0,415 \text{ Ом}$ не включится, так как отклонение напряжения на его обмотке менее нормированного значения «-15 %». Условия для включения привода обеспечиваются при снижении сопротивления петли менее 0,33 Ом. Для выполнения этого условия необходимо снизить переходное сопротивление контактов цепи привода СОПТ.

Как следует из приведенного выше примера (см. формулу для расчета $I_{\text{ПР}}$), значение тока нагрузки $I_{\text{ПР}}$ зависит от внутреннего сопротивления АБ: с увеличением $r_{\text{вн факт АБ}}$ ток в цепи нагрузки снижается. Степень снижения зависит от соотношения между сопротивлениями $r_{\text{вн факт АБ}}$, $R_{2\text{П}}$ и $R_{\text{О}}$.

Пример 6

Расчет напряжения на обмотке привода при включении выключателя У-110-40 на ОРУ-110 кВ (со стабилизатором напряжения и зарядно-подзарядным устройством).

Исходные данные:

- сопротивление обмотки электромагнита включения привода ШПЭ-44 $R_{\text{О}} = 0,46 \text{ Ом}$ (паспортное значение);
- установившееся значение тока включения $I_{\text{уст.ПР}} = 480 \text{ А}$ (паспортное значение);
- сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до СТБН $R_{1\text{П}} = 0,015 \text{ Ом}$ (измеренное значение);
- сопротивление петли «плюс-минус» на участке от СТБН до привода выключателя $R_{3\text{П}} = 0,4 \text{ Ом}$ (измеренное текущее значение);
- напряжение поддерживающего заряда АБ (104 элемента) $U_{\text{под.104}} = 228,8 \text{ В}$ (паспортное значение);

— фактическое значение внутреннего сопротивления АБ $r_{\text{вн АБ104}} = 0,028$ Ом (измеренное текущее значение);

— стабилизированное напряжение на шинах ЩПТ $U_{\text{СТБН}} = 230$ В (установленное значение);

— СТБН типа УПТ-М с номинальным током 200 А.

При толковой нагрузке при $I_{\text{ПР}} \geq 2I_{\text{НОМ}}$ по истечении 5 с после возникновения толчкового тока СТБН отключает коммутацию и подключает АБ к шинам ЩПТ через диод, до этого времени СТБН работает в режиме стабилизации напряжения на шинах ЩПТ, т.е. его можно считать источником напряжения с бесконечно малым внутренним сопротивлением $r_{\text{вн СТБН}} \ll r_{\text{вн АБ}}$. Так как привод включается за время менее 1 с, то СТБН будет работать в режиме стабилизации напряжения, т.е. являться источником напряжения. Значение тока в цепи при включении привода:

$$I_{\text{ПР}} = U_{\text{СТБН}} / (R_{\text{О}} + R_{\text{ЗП}} + r_{\text{вн факт АБ}}) = 230 / (0,46 + 0,4 + 0,028) = 259 \text{ А.}$$

Напряжение на обмотке включения привода составляет:

$$U_{\text{О}} = R_{\text{О}} I_{\text{ПР}} = 0,46 \cdot 259 = 119,14 \text{ В.}$$

Отклонение от номинального значения напряжения в %:

$$[1 - (U_{\text{О}} / U_{\text{СТБН}})] \cdot 100 \% = [1 - (119,8 / 220)] \cdot 100 \% = 45,5 \%.$$

Привод ШПЭ-44 выключателя У-110-40 при сопротивлении петли $R_{\text{ЗП}} = 0,4$ Ом не включится, так как отклонение напряжения на его обмотке менее нормированного значения «–15 %».

Рассчитаем, при каких параметрах цепи привода обеспечиваются условия для его включения. Условия, при которых включится привод, определяются следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} U_{\text{ПР}} / U_{\text{НОМ}} &= R_{\text{О}} I_{\text{ПР}} / U_{\text{НОМ}} \geq 0,85, \\ R_{\text{ЗП}} &\leq (U_{\text{СТБН}} / I_{\text{ПР}}) - (R_{\text{О}} + r_{\text{вн факт АБ}}), \\ U_{\text{СТБН}} / U_{\text{НОМ}} &= k_{\text{У}} = 230 / 220 = 1,045. \end{aligned}$$

Решая систему неравенств, получаем:

$$R_{\text{ЗП}} \leq [k_{\text{У}} / (0,85 / R_{\text{О}})] - (R_{\text{О}} + r_{\text{вн.факт.АБ}}) = [1,045 / (0,85 / 0,46)] - (0,46 + 0,028) = 0,0775 \text{ Ом.}$$

Проверяем условия включения привода по значению допустимого напряжения на клеммах катушки включения:

$$I_{\text{ПР}} = U_{\text{СТБН}} / (R_{\text{О}} + R_{\text{ЗП}} + r_{\text{вн АБ}}) = 230 / (0,46 + 0,077 + 0,028) = 406,7 \text{ А.}$$

$$U_{\text{О}} = R_{\text{О}} I_{\text{ПР}} = 0,46 \cdot 406,7 = 187,1 \text{ В.}$$

Отклонение от номинального значения напряжения в %:

$$[1 - (U_{\text{О}} / U_{\text{НОМ}})] \cdot 100 \% = [1 - (187,1 / 220)] \cdot 100 \% = 15 \%.$$

Проблема включения привода может быть решена с помощью увеличения напряжения на выходе СТБН. Например, при увеличении напряжения до 256 В сопротивление петли $R_{\text{ЗП}}$ достаточно снизить до 0,14 Ом:

$$I_{\text{ПР}} = U_{\text{СТБН}} / (R_{\text{О}} + R_{\text{ЗП}} + r_{\text{вн АБ}}) = 256 / (0,46 + 0,14 + 0,028) = 407,6 \text{ А.}$$

$$U_{\text{О}} = R_{\text{О}} I_{\text{ПР}} = 0,46 \cdot 407,6 = 187,5 \text{ В.}$$

Вывод: Привод ШПЭ-44 выключателя У-110-40 при сопротивлении петли $R_{\text{ЗП}} = 0,4$ Ом не включится, так как отклонение напряжения на его обмотке менее нормированного значения «–15 %». Условия для включения привода обеспечиваются при снижении сопротивления петли менее 0,0775 Ом. Для выполнения этого условия необходимо снизить переходное сопротивление контактов в цепи привода. При увеличении напряжения на выходе стабилизатора до 256 В сопротивление цепи привода достаточно снизить до 0,14 Ом.

Должна быть проведена расчетная проверка работоспособности электроприемников СОПТ в режиме автономного разряда АБ. Для этого используется график нагрузок $I_{\text{нагр}} = f(t)$ для аварийного полчасового режима работы, который называется аварийной циклограммой разряда АБ.

Пример 7

Расчет значения напряжения на обмотке привода ШПЭ-44 при включении выключателя У-220 на ОРУ-220кВ (ЩПТ без СТБН) в аварийном режиме работы СОПТ ТЭС.

Проверим выполнение условий, необходимых для включения привода высоковольтного выключателя в конце получасового аварийного разряда АБ при ее текущих параметрах.

Исходные данные:

— сопротивление обмотки электромагнита включения привода ШПЭ-44 $R_0 = 0,306$ Ом (паспортное значение);

— установившееся значение тока включения привода $I_{уст.пр} = 720$ А, время включения $t_{вкл} = 0,8$ с (паспортные значения);

— сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до привода выключателя $R_{2п} = 0,1$ Ом (измеренное значение);

— на ТЭС установлена АБ типа EXIDE Classic 14GroE1400 с количеством элементов 130, внутреннее сопротивление АБ $r_{вн АБ130} = 0,0117$ Ом (паспортное значение);

— фактическое значение внутреннего сопротивления АБ $r_{вн факт. АБ130} = 0,0125$ Ом (измеренное значение), при этом фактическая емкость $C_{10 факт} = 0,94 \cdot C_{10 ном}$;

— напряжение на выводах АБ в начале разряда (130 элементов) $\varepsilon_{АБ130} = 260$ В (паспортное значение).

Расчет необходимо проводить по следующей методике.

1. Определяется расход емкости АБ в соответствии с циклограммой (рис. 4.40) за переходный и установившийся режимы работы СОПТ:

$$C_1 = i_2 t_2 + i_3 t_3 + \dots + i_{17} t_{17}.$$

Так как $t_{17} \gg t_2 + t_3 + \dots + t_{16}$, то можно принять, что:

$$C_1 = i_{17} \cdot 0,5 = 543 \cdot 0,5 = 271,5 \text{ А}\cdot\text{ч},$$

т. е. считаем, что за все время аварийного разряда АБ разряжалась током установившегося режима i_{17} . При таком допущении устанавливаются более жесткие требования к АБ.

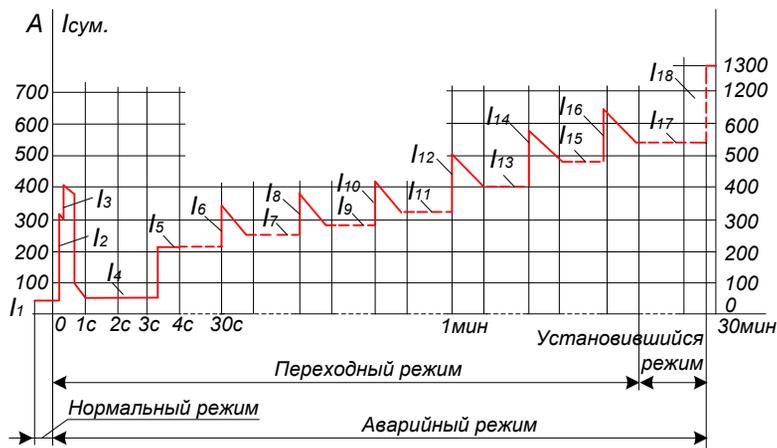


Рис. 4.40. Расчетный график нагрузки постоянного тока ТЭС с поперечными связями (аварийная циклограмма АБ)

2. Определяется расход емкости АБ за кратковременный режим работы СОПТ, обусловленный включением привода ВВ:

$$C_2 = I_{пр} \cdot t_{вкл} / 3600 = 0,16 \text{ А}\cdot\text{ч}.$$

3. Определяется суммарный расход емкости АБ за время аварийного режима работы:

$$C_{сум} = C_1 + C_2 = 271,5 + 0,16 = 271,7 \text{ А}\cdot\text{ч}.$$

4. Аварийная циклограмма разряда АБ заменяется эквивалентной диаграммой, при которой АБ постоянно разряжается максимальным значением тока $I_{макс}$, для этого определяется максимальный ток разряда АБ:

$$I_{\text{макс}} = I_{\text{уст}} + I_{\text{ПР}} = 543 + 720 = 1263 \text{ А.}$$

5. Определяется приведенное время для расходования емкости $C_{\text{сум}}$ максимальным током разряда:

$$T_{\text{прив}} = (C_{\text{сум}} / I_{\text{макс}}) \cdot 60 \text{ (мин.)}^* = (271,7 / 1263) \cdot 60 = 13 \text{ мин.}$$

6. Рассчитывается фактическая емкость АБ по измеренному значению внутреннего сопротивления:

$$C_{10 \text{ факт}} = (r_{\text{вн АБ130}} / r_{\text{вн факт. АБ130}}) \cdot C_{10 \text{ ном}} = (0,0117 / 0,0125) \cdot 1400 = 1310 \text{ А}\cdot\text{ч.}$$

7. По разрядной кривой АБ типа GroE для $T_{\text{прив}}$, $I_{\text{макс}}$ и $C_{10 \text{ факт}}$ определяется конечное напряжение на элементе АБ (рис. 4.41) и напряжение на АБ в конце разряда:

$$U_{\text{мин.расч/эл}} = 1,80 \text{ В/эл.}$$

$$U_{\text{мин.АБ}} = 1,80 \cdot 130 = 234 \text{ В.}$$

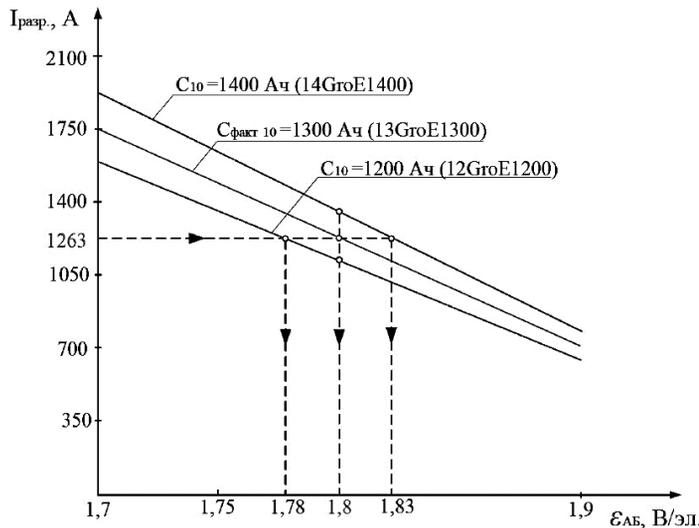


Рис. 4.41. Паспортные разрядные кривые АБ типа GroE для $T_{\text{прив}} = 15 \text{ мин}$

8. Проверяются условия, необходимые для включения привода ВВ.

При проведении расчетов необходимо использовать фактическое значение внутреннего сопротивления АБ и коэффициент увеличения внутреннего сопротивления $k_{\text{разр.АБ}}$, который определяется глубиной разряда АБ (рис. 4.42). При глубине разряда 271,7 А·ч, что составляет 21 % от $C_{10 \text{ факт}}$, коэффициент увеличения внутреннего сопротивления $k_{\text{разр.АБ}} = 1,04$.



Рис. 4.42. Характерная зависимость внутреннего сопротивления АБ от глубины разряда

* Перевод времени из часов в минуты требуется для работы с паспортными таблицами разряда АБ.

Значение тока в цепи при включении привода:

$$I_{\text{ПР}} = U_{\text{ЩПТ}} / (R_{\text{O}} + R_{2\Pi} k_{\text{разр}} \cdot r_{\text{вн факт АБ}}) = 234 / (0,306 + 0,1 \cdot 1,04 \cdot 0,0125) = 558,5 \text{ А.}$$

Напряжение на обмотке включения привода составляет:

$$U_{\text{O}} = R_{\text{O}} I_{\text{ПР}} = 0,306 \cdot 558,5 = 170,9 \text{ В.}$$

Отклонение от номинального значения напряжения в %:

$$[1 - (U_{\text{O}} / U_{\text{ЩПТ}})] \cdot 100 \% = [1 - (170,9 / 220)] \cdot 100 \% = 22,3 \%.$$

Привод ШПЭ-44 выключателя У-110-40 при сопротивлении петли $R_{2\Pi} = 0,1$ Ом не включится, так как отклонение напряжения на его обмотке менее нормированного значения «–15 %».

Рассчитаем, при каких параметрах цепи привода обеспечиваются условия для его включения. Условия, при которых включится привод, определяются следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} U_{\text{ПР}} / U_{\text{ном}} = R_{\text{O}} I_{\text{ПР}} / U_{\text{ном}} &\geq 0,85, \\ R_{2\Pi} &\leq (U_{\text{ЩПТ}} / I_{\text{ПР}}) - (R_{\text{O}} + k_{\text{разр}} \cdot r_{\text{вн факт АБ}}), \\ U_{\text{ЩПТ}} / U_{\text{ном}} = k_{\text{У}} &= 1,064. \end{aligned}$$

Решая систему неравенств, получаем:

$$R_{2\Pi} \leq (15 \cdot k_{\text{У}} \cdot R_{\text{O}} / 85) - k_{\text{разр}} \cdot r_{\text{вн. факт. АБ}} = (15 \cdot 1,064 \cdot 0,306 / 85) - 1,04 \cdot 0,0125 = 0,064 \text{ Ом.}$$

Проверяем условия включения привода по значению допустимого напряжения на клеммах катушки включения:

$$I_{\text{ПР}} = U_{\text{ЩПТ}} / (R_{\text{O}} + R_{2\Pi} + r_{\text{вн АБ}}) = 234 / (0,306 + 0,064 + 1,04 \cdot 0,0125) = 611,4 \text{ А.}$$

$$U_{\text{O}} = R_{\text{O}} I_{\text{ПР}} = 0,306 \cdot 611,4 = 187,1 \text{ В.}$$

Отклонение от номинального значения напряжения в %:

$$[1 - (U_{\text{O}} / U_{\text{ном}})] \cdot 100 \% = [1 - (187,1 / 220)] \cdot 100 \% = 15 \%.$$

Выводы:

1. В конце аварийного разряда напряжение на элементах АБ не снизится менее критического значения 1,80 В/эл.

2. Привод ШПЭ-44 ВВ У-220 при сопротивлении петли $R_{2\Pi} = 0,1$ Ом не включится в конце аварийного разряда, так как отклонение напряжения на обмотке включения менее нормированного значения «–15 %». Условия для включения привода обеспечиваются при снижении сопротивления петли менее 0,064 Ом. Для выполнения этого условия необходимо снизить переходное сопротивление контактов в цепи привода.

4.17. Проверка выполнения требований ЭМС

Методика проверки выполнения требований ЭМС для СОПТ состоит из следующих этапов:

- расчетно-экспериментальное определение уровней электромагнитных помех в цепях СОПТ;
- сравнение полученных уровней с нормированными параметрами и анализ полученных результатов;
- выдача заключения о соответствии СОПТ требованиям ЭМС.

В соответствии с требованиями НТД [28, 29, 51] все технические средства должны иметь помехоустойчивость по портам питания постоянного тока, указанную в табл. 4.13.

В процессе эксплуатации уровни помех указанные в табл. 4.13 не должны быть превышены при любых режимах работы. При диагностике СОПТ данные по помехоустойчивости должны быть приняты как нормированные параметры.

Проверка выполнения требований ЭМС для устройств РЗА осуществляется в соответствии с СО 34.35.311-2004 [51].

Помехоустойчивость технических средств по портам питания постоянным током

п/п	Параметр	Название НТД	Помехоустойчивость		Примечание
1	Провалы напряжения	МЭК 61000-4-29	30 % (1 с) 60 % (0,1 с)		Только для входных портов
	Прерывания напряжения		100 % (0,5 с)		
	На устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока	ГОСТ Р 51317.4.17-2000 (МЭК 61000-4-17-99)	Не ниже 3 ст. жест.	Не выше 10 %	Для всех портов питания постоянного тока
2	Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. На устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц	ГОСТ Р 51317.4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-96)	Не ниже 3 ст. жест.	10 В (длительно), 100 В (1 с)	Для всех портов питания постоянного тока
3	Импульсные помехи от токов молнии. На устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии	ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95)	Провод — земля 3 ст. жест. Провод — провод 2 ст. жест.	2 кВ 1 кВ	Для всех портов питания постоянного тока
4	Наносекундные импульсные помехи от электромеханических устройств в системах электропитания постоянного и переменного тока. На устойчивость к наносекундным импульсным помехам	ГОСТ Р 51317.4-99 (МЭК 61000-4-4-95, МЭК 60255-22-4)	4 ст. жест.	4 кВ	Для всех портов питания постоянного тока
5	Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. На устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96)	3 ст. жест.	10 В	Для всех портов питания постоянного тока
6	Импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ на первичной стороне. На устойчивость к колебательным затухающим помехам	ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12)	4 ст. жест. (для однократных) 3 ст. жест. (для повторяющихся)	4 кВ (провод — земля), 2 кВ (провод — провод) 2,5 кВ (провод — земля), 1 кВ (провод — провод)	Для всех портов питания постоянного тока

Пульсации напряжения электропитания постоянного тока. Источником пульсаций напряжения электропитания постоянного тока, как правило, являются УЗП. С помощью осциллографа определяют переменную составляющую напряжения (закрытый вход осциллографа) на шинах ЩПТ и определяют значение «reak-to-reak» напряжения пульсаций U_{p-p} (рис. 4.16). Мультиметром измеряют постоянную составляющую напряжения на шинах ЩПТ U_{DC} . Коэффициент пульсаций определяют по формуле:

$$K_{\text{пульс}} = (U_{p-p} / U_{DC}) \cdot 100 \%,$$

где U_{p-p} — значение «reak-to-reak» напряжения пульсаций [В]; U_{DC} — значение постоянной составляющей выходного напряжения зарядного устройства [В].

В соответствии с [29] устройства должны быть испытаны на устойчивость к пульсациям при значении коэффициента пульсаций $K_{\text{пульс}}$ не более 10 %.

Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. Источником кондуктивных помех в сети СОПТ могут быть: УЗП, вторичные источники питания (преобразователи), силовое оборудование, радиочастотные излучающие устройства.

Измерение уровней кондуктивных помех в сети СОПТ проводят с помощью осциллографа на ШУ панелей ГЩУ и РЩ между положительным и отрицательным полюсами питания в двух частотных диапазонах: в полосе частот от 0 до 150 кГц; в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.

По осциллограммам определяют действующее значение напряжения помех U_{RMS} и преобладающие в спектре помех гармонические составляющие (частоты).

В соответствии с [29] устройства должны быть устойчивы к воздействию кондуктивных помех значением до 10 В.

Провалы и прерывания напряжения. Причинами возникновения провалов и прерывания напряжения являются:

- короткие замыкания в сети СОПТ;
- коммутации приводов высоковольтных выключателей;
- прекращение заряда батареи.

В соответствии с [29] устройства должны быть устойчивы к провалам напряжения следующих значений:

- $\Delta U \leq 30\%$, при длительности 1 с;
- $\Delta U \leq 60\%$, при длительности 0,1 с;
- $\Delta U = 100\%$ при длительности 0,05 с.

Проверку выполнения условий ЭМС для данного типа помех проводят расчетным путем.

Пример 8

Расчет провала напряжения в сети СОПТ при включении привода выключателя МКП-110 на ОРУ-110 кВ.

Исходные данные:

- сопротивление обмотки электромагнита включения привода ШПЭ-33 $R_O = 0,9$ Ом;
- установившееся значение тока включения $I_{уст. ПП} = 244$ А;
- сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до шин ЩПТ — $R_{1П} = 0,014$ Ом (измеренное значение);
- сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до привода выключателя — $R_{2П} = 0,415$ Ом (измеренное значение);
- напряжение на 120-м элементе АБ (цепи ШП) в режиме подзаряда $U_{120} = 272$ В;
- напряжение на 108-м элементе АБ (цепи ШУ) в режиме подзаряда $U_{108} = 243$ В;
- внутреннее сопротивление АБ $r_{АБ120} = 0,035$ Ом (измеренное значение);
- внутреннее сопротивление АБ $r_{АБ108} = 0,031$ Ом (измеренное значение).

Значение тока в цепи при включении привода составляет:

$$I_{ПП} = U_{120} / (R_O + R_{2П} + r_{АБ120}) = 272 / (0,9 + 0,415 + 0,035) = 201,5 \text{ А},$$

так как $r_{АБ120} \ll r_{3У}$, то составляющей тока, протекающей в цепи УЗП, пренебрегаем.

Глубина провала напряжения в цепях ШУ на шинах ЩПТ (108-й элемент) составляет:

$$\Delta U = I(R_{1П} + r_{АБ108}) = 201,5(0,014 + 0,031) = 9 \text{ В},$$

$$\Delta U(\%) = (\Delta U / U_{108}) \cdot 100\% = (9 / 243) \cdot 100\% = 3,7\%.$$

Напряжение на обмотке катушки привода:

$$U_O = R_O I_{ПП} = 0,9 \cdot 201,5 = 181,4 \text{ В}.$$

Отклонение от номинального значения напряжения в %:

$$[1 - (U_O / U_{ном})] \cdot 100\% = [1 - (181,4 / 220)] \cdot 100\% = 17,5\%.$$

Привод ШПЭ-33 выключателя МКП-110 не включится, так как отклонение напряжения на его обмотке менее нормированного значения «-15 %».

Выводы: при включении привода выключателя МКП-110 глубина провала напряжения в цепях ШУ на шинах ЩПТ составляет $\Delta U(\%) = 3,7\%$ при длительности $t_{ПП} = \infty$ и не превышает допустимое значение, установленное [29].

Прерывания напряжения в сети СОПТ возможны только при возникновении КЗ, когда напряжение в точке КЗ или вблизи нее практически равно нулю. Длительность прерывания напряжения определя-

ется временем срабатывания основной защиты, в зоне действия которой находится участок сети с точкой КЗ. Требование к длительности прерываний напряжения может быть выполнено для аппаратов защиты, время срабатывания которых при отключении токов КЗ не превышает 0,05 с.

Пример 9

Расчет длительности прерывания напряжения в сети СОПТ при КЗ на выходных клеммах ЗА распределительной линии ШП (ОРУ-110 кВ).

Исходные данные:

- аппарат защиты — плавкий предохранитель ПН-2, 400 А;
- внутреннее сопротивление АБ $r_{АБ120} = 0,077$ Ом (измеренное значение);
- внутреннее сопротивление АБ $r_{АБ108} = 0,069$ Ом (измеренное значение);
- напряжение на 120-м элементе АБ (цепи ШП) $U_{120} = 270,2$ В;
- напряжение на 108-м элементе АБ (цепи ШУ) $U_{108} = 242$ В;
- сопротивление петли «плюс-минус» на участке от АБ до клемм аппарата защиты — $R_{1П} = 0,012$ Ом (измеренное значение).

Значение тока КЗ на выходных клеммах аппарата защиты составляет:

$$I_{КЗ} = U_{120} / (R_{1П} + r_{АБ120}) = 270,2 / (0,012 + 0,077) = 3036 \text{ А.}$$

Длительность прерывания напряжения равно времени срабатывания плавкого предохранителя ПН-2, 400 А и определяется по верхней границе (наибольшее время срабатывания) его времятоковой характеристики. Время срабатывания плавкого предохранителя при токе КЗ 3036 А составляет 3 с (рис. 4.43).

Глубина провала напряжения на АБ (108-й элемент) составляет:

$$\Delta U = I_{КЗ} \cdot r_{АБ108} = 3036 \cdot 0,069 = 209 \text{ В.}$$

Вывод: длительность прерывания напряжение на шинах ЩПТ при КЗ в распределительной линии ШП составляет $t_{ПР} = 3$ с и превышает допустимое значения, установленное [29].

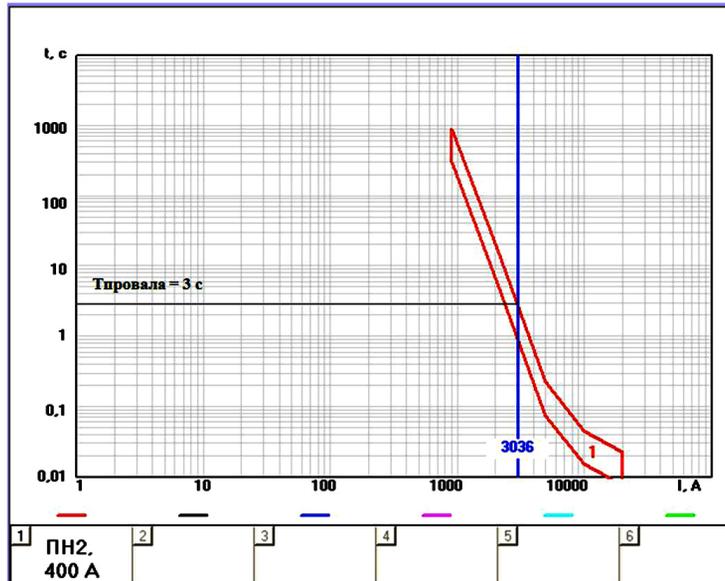


Рис. 4.43. Времятоковая характеристика ПП типа ПН-2, 400А с графическим изображением тока металлического КЗ и времени его отключения ПП

Микросекундные импульсные помехи. Источниками импульсных помех в сети СОПТ являются:

- коммутации силового оборудования и КЗ в первичных цепях (повторяющиеся колебательные затухающие помехи);
- помехи от молнии (при прямом воздействии — микросекундные импульсные помехи, при не-прямом воздействии — одиночные колебательные затухающие помехи);
- коммутации в сети СОПТ (коммутации при выпрямлении переменного тока, дребезг контактов реле и контакторов приводов выключателей) (наносекундные импульсные помехи).

Определение уровней импульсных помех при воздействии токов КЗ и коммутаций силового оборудования проводят посредством имитационных измерений. Для этих целей используют генератор высокочастотных импульсов, имитирующий источник затухающих колебательных помех частотой $0,5 \div 2$ МГц. Генератор подключают между одним из полюсов сети СОПТ и «землей» на распределительном устройстве.

В соответствии с [51] выбирают наиболее дальнее и наиболее близкое от ЩПТ оборудование, а также 1÷2 единицы оборудования между ними. При этом получают осциллограмму выходного импульса напряжения (рис. 4.44) и регистрируют его амплитудное значение U_{A1} . Аналогичные измерения между одним из полюсов СОПТ и «землей» проводят на панелях ГЩУ или РЩ в цепях ШУ. По осциллограмме напряжения (рис. 4.45) определяют U_{A2} . Далее для каждой пары измерений рассчитывают коэффициент затухания при прохождении импульса из цепей питания оборудования ОРУ в цепи питания РЩ:

$$K_3 = U_{A1} / U_{A2}.$$

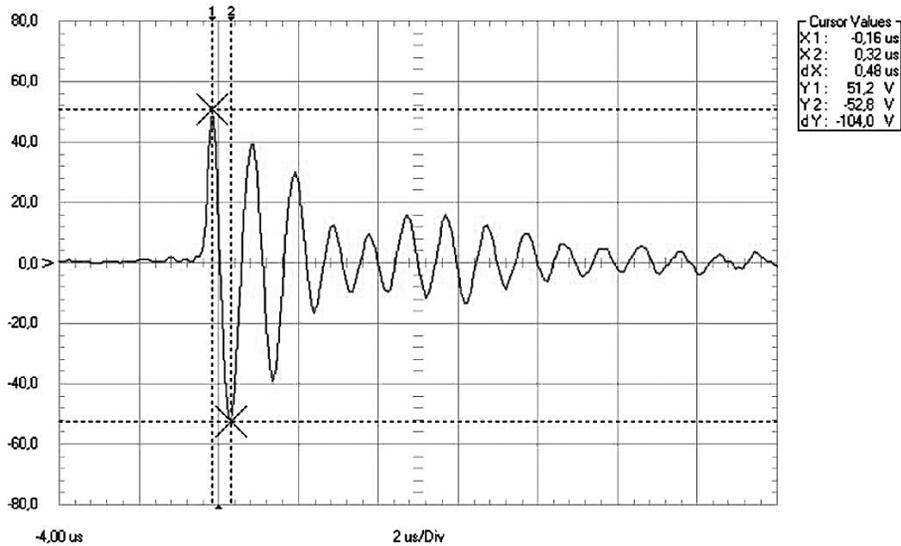


Рис. 4.44. Типичная осциллограмма импульса напряжения в цепях ШП на ОРУ-110 кВ при имитации воздействия источника импульсных помех

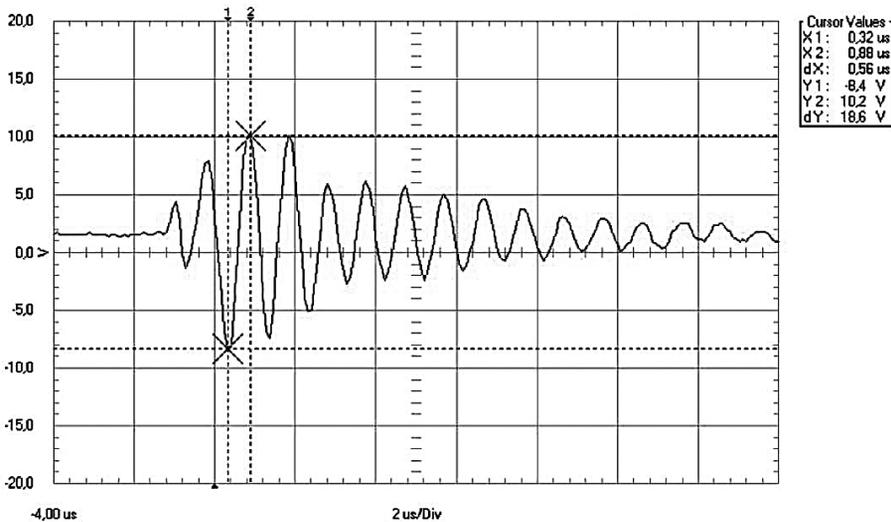


Рис. 4.45. Типичная осциллограмма импульсных помех в цепях питания РЗА на РЩ

Амплитуду ожидаемого импульса напряжения в цепях ШУ РЩ при воздействии реального источника помех определяют из соотношения:

$$U_{A2P} = U_{A1P} / K_3,$$

где U_{A1P} — амплитудное значение напряжения помех в цепях питания РУ при воздействии реального источника помех.

$$U_{A1P} = (I_{ВЧ КЗ} \cdot R_{ИМП}) / K_{ПЕР},$$

где $I_{ВЧ КЗ}$ — амплитудное значение высокочастотной составляющей тока КЗ (для 10 кВ принимается $I_{ВЧ КЗ} = 0,1$ кА, для 35 кВ — 0,3 кА, для 110 кВ — 1 кА, для 220 кВ — 2 кА, для 330 кВ — 2,5 кА, для 500 кВ — 3,5 кА, для 750 кВ — 4,5 кА), $R_{ИМП}$ — импульсное сопротивление заземлителя (измеряется с помощью генератора высокочастотных импульсов на частоте $0,5 \div 2$ МГц по методу амперметра-вольтметра в соответствии с [51]),

$K_{ПЕР}$ — коэффициент передачи импульса напряжения из цепей заземления оборудования в цепи питания СОПТ (на полюс) через паразитные емкости (табл. 4.14).

Таблица 4.14

Значения $K_{ПЕР}$ для сигнальных цепей высоковольтных выключателей

Класс напряжения	Экран (броня)	Заземление экрана	$K_{ПЕР}$	
			синфазная помеха	противофазная помеха
110÷220 кВ	н/э	—	2,4	6,4
	э	с 2-х сторон	8,6	13,5
330 и выше	н/э	—	17	50
	э	с 2-х сторон	18	20
	э	с одной стороны	4,7	10

Максимальное из измеренных значений U_{maxA2P} , сравнивают с допустимой амплитудой импульсных помех, установленной [29]. Требования ЭМС выполняются, если выполняется условие:

$$U_{maxA2P} \leq U_{A2 доп}.$$

Пример 10

Проверка выполнения условий ЭМС при воздействии токов КЗ на цепи РЗА.

Исходные данные:

- ОРУ класса напряжения 110 кВ;
- импульсное сопротивление заземлителя $R_{ИМП} = 30$ Ом (измеренное значение);
- коэффициент передачи импульса напряжения $K_{ПЕР} = 2,4$ (синфазная помеха), $K_{ПЕР} = 6,4$ (противофазная помеха);
- осциллограммы импульсов напряжения для одной точки подключения представлены на рис. 4.44, 4.45;
- в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.12-99 (3-я степень жесткости для колебательных затухающих помех) предельно допустимые амплитуды импульсов напряжения составляют: 2,5 кВ для синфазных помех и 1,0 кВ для противофазных помех.

Определяется коэффициент затухания:

$$K_3 = U_{A1} / U_{A2} = 104 \text{ В} / 18,6 \text{ В} = 5,6.$$

Амплитуды импульсов напряжения при воздействии высокочастотной составляющей тока КЗ на цепи СОПТ ОРУ составляют:

$$U_{A1P} \text{ (синфазная помеха)} = (I_{ВЧ КЗ} \cdot R_{ИМП}) / K_{ПЕР} = (1000 \text{ А} \cdot 30 \text{ Ом}) / 2,4 = 12,5 \text{ кВ}.$$

$$U_{A1P} \text{ (противофазная помеха)} = (I_{ВЧ КЗ} \cdot R_{ИМП}) / K_{ПЕР} = (1000 \text{ А} \cdot 30 \text{ Ом}) / 6,4 = 4,7 \text{ кВ}.$$

Амплитуды ожидаемых импульсов напряжения в цепях питания РЩ равны:

$$U_{A2P} \text{ (синфазная помеха)} = 12,5 \text{ кВ} / 5,6 = 2,23 \text{ кВ}.$$

$$U_{A2P} \text{ (противофазная помеха)} = 4,7 \text{ кВ} / 5,6 = 0,84 \text{ кВ}.$$

Выводы: на ТЭС выполняются условия ЭМС при воздействии токов КЗ на цепи РЗА.

Проверку выполнения условий ЭМС при воздействии тока молнии проводят посредством имитационных измерений. Для этих целей используют генератор апериодических импульсов, имитирующий источник тока молнии.

Если здание не входит в зону защиты отдельно стоящих молниеотводов или грозозащитных тросов, то имитируют удар молнии в молниезащитную сетку здания или (при ее отсутствии) в металлоконструкции крыши здания (доступ к металлоконструкции может быть и внутри здания).

Для измерения напряжения на молниеотводе потенциальный электрод располагают в противоположной от токового электрода стороне на расстоянии не менее 50 м от молниеотвода или здания. С помощью осциллографа снимают осциллограмму импульса напряжения на молниеотводе в месте подключения генератора относительно потенциального электрода и регистрируют его амплитудное значение U_{A1} . Аналогичные измерения между одним из полюсов и «землей» проводят в здании релейного щита в цепях ШУ. По осциллограмме определяют амплитудное значение импульса напряжения помех U_{A2} и рассчитывают коэффициент затухания при проникновении импульса из цепей системы молниезащиты в цепи питания РЩ:

$$K_{3 \text{ МОЛ}} = U_{A1} / U_{A2}.$$

Далее определяют амплитуду ожидаемого импульса напряжения в цепях ШУ РЩ при воздействии реального тока молнии из соотношения:

$$U_{A2 \text{ P}} = U_{A1 \text{ P МОЛ}} / K_{3 \text{ МОЛ}},$$

где $U_{A1 \text{ P МОЛ}}$ — амплитудное значение напряжения на молниеотводе при протекании по нему тока молнии.

$$U_{A1 \text{ P МОЛ}} = I_{\text{МОЛ}} \cdot R_{\text{ИМП}},$$

где $I_{\text{МОЛ}}$ — амплитудное значение тока молнии (принимается равным 100 кА), $R_{\text{ИМП}}$ — импульсное сопротивление молниеотвода.

Полученное значение $U_{A2 \text{ P}}$ сравнивают с допустимой амплитудой импульсных помех, установленной [29] (4 степени жесткости — 4 кВ относительно «земли»). Требования ЭМС выполняется при соблюдении условия:

$$U_{A2 \text{ P}} \leq U_{A2 \text{ доп}}.$$

Проверку выполнения условий ЭМС при воздействии наведенных перенапряжений от молнии проводят расчетным способом с помощью компьютерной программы. Для проведения расчетов используют следующие данные:

— схему расположения молниеотводов на ОРУ подстанции с привязкой к зданию РЩ с указанием геометрических размеров;

— схему трасс прокладки кабелей вторичной коммутации на ОРУ с указанием геометрических размеров;

— способ прокладки кабелей вторичной коммутации (в земле или на поверхности земли на лотке) с указанием глубины прокладки, материала канала (лотка), количества кабелей в пучке, использования экрана (данные необходимы для определения коэффициента экранирования).

Наличие заземляющего устройства учитывается в коэффициенте экранирования. Значения коэффициентов экранирования для наиболее типичных случаев прокладки кабелей представлены в табл. 4.15. При наличии нескольких экранов их коэффициенты экранирования следует перемножить.

Таблица 4.15

Коэффициенты экранирования для наиболее мощных источников наводок

Источники наводок	Молния 0,25/100 мкс, коммутации и КЗ на ОРУ
Кабельный экран	10
Стальная труба	10
Металлический короб	3–5
Соседние кабели (если их > 10)	2
Кабельный канал	5
Кабельный тоннель	50

Расчеты наведенных напряжений в кабелях проводятся для импульса тока молнии с параметрами 0,25/100 мкс, амплитудой 25 кА.

Полученные расчетные значения $U_{A \text{ РАСЧ}}$ сравнивают с допустимой амплитудой импульсных помех, установленной [29] (4 степени жесткости — 4 кВ относительно земли). Требования ЭМС выполняются при соблюдении условия:

$$U_{A \text{ РАСЧ}} \leq U_{A \text{ ДОП}}$$

Наносекундные импульсные помехи. Проверку выполнения условий ЭМС при коммутациях в сети СОПТ (наносекундные импульсные помехи) осуществляют в следующем порядке:

— определяют наличие (отсутствие) одновременного функционирования на ТЭС или ПС электро-механических и микропроцессорных устройств РЗА;

— определяют схему электропитания ЭМ и МП устройств РЗА (радиальная, кольцевая).

Наличие на ЩПТ УЗИП не имеет значения, так как наносекундные помехи до УЗИП не доходят из-за сильного затухания.

Условия ЭМС в части наносекундных импульсных помех обеспечиваются при выполнении одного из условий:

— на ТЭС или ПС одновременно не используются ЭМ и МП устройства РЗА;

— на ТЭС или ПС одновременно используются ЭМ и МП устройства РЗА, но они получают электропитание по отдельным цепям (используется радиальная схема).

Имитацию воздействия импульсных помех на цепи СОПТ производят с помощью ГВЧИ или ГАИ. Генератор должен обеспечить импульсы тока при напряжении на выходе порядка нескольких десятков вольт (при работе на нагрузку). Регистрация импульсов напряжения производят осциллографом с полосой пропускания не менее 50 МГц. Для проведения имитаций могут быть рекомендованы измерительные комплексы ИК-1 или ИКП-1 (ООО «Компания ЭМС», г. Москва). Осциллографирование помех производят с помощью цифрового запоминающего осциллографа типа с полосой пропускания не менее 50 МГц.

Расчет наводок в кабельных линиях СОПТ проводят по специальной компьютерной программе. Например, можно использовать программу Interferences «Наводки в кабельных линиях при ударах молнии и коммутациях» (ООО «НПФ ЭЛНАП», г. Москва).

Программа Interferences предназначена для моделирования импульсных наводок и перенапряжений в разветвленных кабельных линиях, возникающих:

а) при ударе молнии;

б) при коммутациях и коротких замыканиях в линиях и близлежащих сетях.

Модель учитывает:

— электростатическую и электромагнитную составляющие излучения молнии;

— волновые процессы в кабельных линиях;

— скин-эффект, отражение и поглощение в грунте;

— наличие присоединенных к линиям сосредоточенных элементов и типовых электрических аппаратов.

Результаты проверки оформляются Протоколом №11 (рис. 4.46).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 11
проверки выполнения условий ЭМС

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____°С Отн. влажность воздуха _____% Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

_____ (прёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006, МЭК 61000-4-29, ГОСТ Р 51317.4.17-2000, ГОСТ Р 51317.4.16 – 2000, ГОСТ Р 51317.4.5-99, ГОСТ Р 51317.4-4-99, ГОСТ Р 51317.4.6-99, ГОСТ Р 51317.4.12-99

Рис. 4.46. Протокол №11

1. Результаты проверки:

№ п/п	Вид электромагнитных воздействий и испытаний на помехоустойчивость	Степень жесткости испытаний	Параметр	Расчетное (измеренное) значение параметра	Заключение
1	2	3	4	5	6
1	Провалы напряжения	-	30% (1 с) 60% (0,1 с)		
2	Прерывания напряжения	-	100% (0,05 с)		
3	Пульсации напряжения постоянного тока	Не ниже 3	Не выше 10%		
4	Кондуктивные помехи в полосе частот от 0 до 150 кГц.	Не ниже 3	10 В (длительно) 100 В (1 с)		
5	Кондуктивные помехи в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.	3	10 В		
6	Микросекундные импульсные помехи	Провод – земля	4 кВ		
		Провод – провод	2 кВ		
7	Наносекундные импульсные помехи	4	4 кВ		
8	Колебательные затухающие помехи	4	4 кВ (провод – земля), 2 кВ (провод – провод)		
		3	2,5 кВ (провод – земля), 1 кВ (провод – провод)		

Продолжение рис. 4.46. Протокол №11

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 4.46. Протокол №11

4.18. Лабораторные исследования

Лабораторные исследования проводятся применительно к электролиту, используемому в свинцово-кислотных АБ открытых типов. Электролит для заливки кислотных АБ должен готовиться из серной аккумуляторной кислоты сорта «А» по ГОСТ 667-73 и дистиллированной воды по ГОСТ 6709-72. В соответствии с п.п. 1.8.35 ПУЭ (7-е изд.) содержание примесей и нелетучего остатка в разведенном электролите не должно превышать значений, приведенных в табл. 4.16.

Таблица 4.16

Предельно допустимое содержание примесей и нелетучего остатка в разведенном электролите

Прозрачность	Прозрачная
Окраска согласно колориметрическому определению, мл	0,6
Плотность, т/м ³ , при 20 °С	1,18
Содержание, %:	
– моногидрата	24,8
– железа	0,006
– мышьяка	0,00005
– марганца	0,00005
– хлора	0,0005
– окислов азота	0,00005
Нелетучий остаток, %	0,3
Реакция на металлы, осаждаемые сероводородом	Выдерживает испытание по ГОСТ 667-73, п. 19
Вещества, восстанавливающие марганцовокислый калий	Выдерживает испытание по ГОСТ 667-73, п. 18

В соответствии с п.п. 5.5.12 ПТЭ [45] анализ электролита кислотной аккумуляторной батареи должен проводиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов должно быть установлено техническим руководителем ТЭС в зависимости от состояния батареи, но не менее 10 %. Контрольные элементы должны ежегодно меняться. При контрольном разряде пробы электролита должны отбираться в конце разряда.

К числу видимых признаков неудовлетворительного качества электролита относится его цвет:

- от светло- до темно-коричневого указывает на присутствие органических веществ, которые во время эксплуатации быстро (по крайней мере частично) переходят в уксуснокислые соединения;
- фиолетовый цвет электролита указывает на присутствие соединений марганца, при разряде батареи эта фиолетовая окраска исчезает.

При внеплановом анализе электролита, кроме железа и хлора, определяются следующие примеси при наличии соответствующих показаний:

- марганца — электролит приобретает малиновый оттенок;
- меди — повышенный саморазряд при отсутствии повышенного содержания железа;
- окислов азота — разрушение положительных электродов при отсутствии в электролите хлора.

Основными причинами образования осадка (шлама) в АБ является:

- чрезмерно большой зарядный ток и систематические длительные перезаряды, приводящие к разрушению и оползанию активной массы пластин (шлам темно-коричневого цвета);
- недостаточность первого заряда, систематические недозаряды, чрезмерно глубокие разряды, длительные сроки пребывания батареи в разряженном состоянии, приводящие к сульфатации пластин (шлам белого цвета);
- попадание в электролит хлоридов при доливке некачественной дистиллированной воды (шлам светло-серого цвета).

4.19. Периодичность проведения диагностики системы оперативного постоянного тока

Рекомендуемая периодичность диагностики СОПТ следующая:

- диагностика СОПТ в полном объеме — при вводе в эксплуатацию и не реже 1 раза в 12 лет;
- после монтажа, переустройства и капитального ремонта оборудования проверка в той части, где возможно изменение СОПТ в результате проведенных работ;

- измерение емкости АБ по внутреннему сопротивлению двухимпульсным методом — раз в 2 года;
- измерения токов КЗ не реже 1 раза в 5 лет.

Рекомендуется срок очередной диагностики устанавливать на основе результатов предыдущих испытаний. Срок диагностики назначается лицом, ответственным за эксплуатацию электроустановки на основании рекомендаций организации (или подразделения), выполнивших предыдущие испытания.

4.20. Требования к оформлению результатов диагностики системы оперативного постоянного тока

По результатам проведенной диагностики СОПТ составляют Технический отчет, в котором должны быть представлены:

- характеристика объекта;
- результаты измерений и расчетов;
- анализ результатов проверки состояния СОПТ;
- заключение об обеспечении надежным и качественным электропитанием в нормальном и автоматическом режимах электроприемников СОПТ.

В Заключении рекомендуется указать на соответствие/несоответствие СОПТ требованиям нормативных документов.

К отчету должны прилагаться Протоколы №1–12 измерений и расчетов, исполнительная схема СОПТ. Должен быть составлен Паспорт СОПТ, в котором рекомендуется отразить следующее (Приложение 4.1):

- исполнительная схема СОПТ;
- дата ввода СОПТ в эксплуатацию (дата реконструкции или ремонта СОПТ);
- данные по АБ;
- Ведомость дефектов, обнаруженных в ходе текущих проверок;
- сведения по устранению замечаний и дефектов СОПТ;
- заключение о пригодности СОПТ к эксплуатации.

4.21. Меры безопасности при проведении диагностики системы оперативного постоянного тока

Работы должны выполняться в соответствии с действующей нормативно-технической документацией, а именно:

- Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложением к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. № 328н;
- Правилами устройства электроустановок;
- Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*).

Организация, которая выполняет работы по диагностике СОПТ, должна иметь: право на проведение таких работ; квалифицированный персонал, способный выполнить требуемый объем работ, имеющий квалификационную группу по ТБ, средства защиты, комплект оборудования и компьютерных программ, необходимых для производства работ в полном объеме.

Диагностика СОПТ должно выполняться по нарядам или распоряжениям по утвержденным ППП (Приложение 4.2).

4.22. Результаты диагностики системы оперативного постоянного тока

Представленная диагностика СОПТ была апробирована на 250 объектах энергетики (ТЭС и ПС) [5]. По каждому объекту была проведена обработка и анализ результатов обследования и построены секторные диаграммы, дающие возможность визуально оценить соотношение исправных и неисправных (дефектных) компонентов СОПТ. Приведены фотографии наиболее характерных дефектов компонентов СОПТ.

Исполнительные схемы СОПТ. Недостатки схем СОПТ выявлены при визуальном осмотре. Наиболее типичные недостатки представлены ниже:

- отсутствует секционирование и резервирование питания цепей ШУ и ШП (ГЩУ, РЩ, КРУ, ОРУ) (рис. 4.47);
- замкнуты кольца питания цепей ШУ и ШП распределительных устройств (КРУ, ЗРУ, ГРУ, ОРУ);
- последовательно соединены шины секций ЩПТ, отсутствует возможность автономного электропитания одной из секций ЩПТ от АБ;
- переключатель в цепи 100-го элемента АБ не соответствует току КЗ на шинах ЩПТ;
- отсутствуют ЗА в распределительных линиях ЩПТ;
- уставки ЗА не соответствуют сечениям защищаемых ими КЛ и ЭП;
- отсутствуют УЗИП на шинах ЩПТ;
- отсутствует отдельный канал УЗП или регулируемое разрядное сопротивление для предотвращения перезаряда «хвостовых» элементов АБ.



Рис. 4.47. Наличие/отсутствие секционирования цепей СОПТ

Контактные соединения. Фотографии типичных дефектов контактных соединений представлены на рис. 4.48–4.51.



Рис. 4.48. Окисленные контакты на проходной доске внутри помещения аккумуляторной ПС

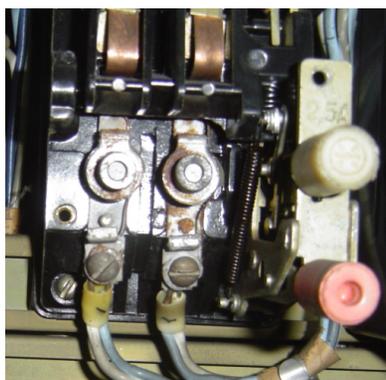


Рис. 4.49. Окисленные контакты АБ типа АП50 в ячейках КРУ-10 кВ



Рис. 4.50. Соединение медных и алюминиевых проводников без использования стальных шайб и прокладок в цепях ШП КРУ-10 кВ



Рис. 4.51. Коррозия контактов секционного выключателя цепей ШУ в КРУ-10 кВ

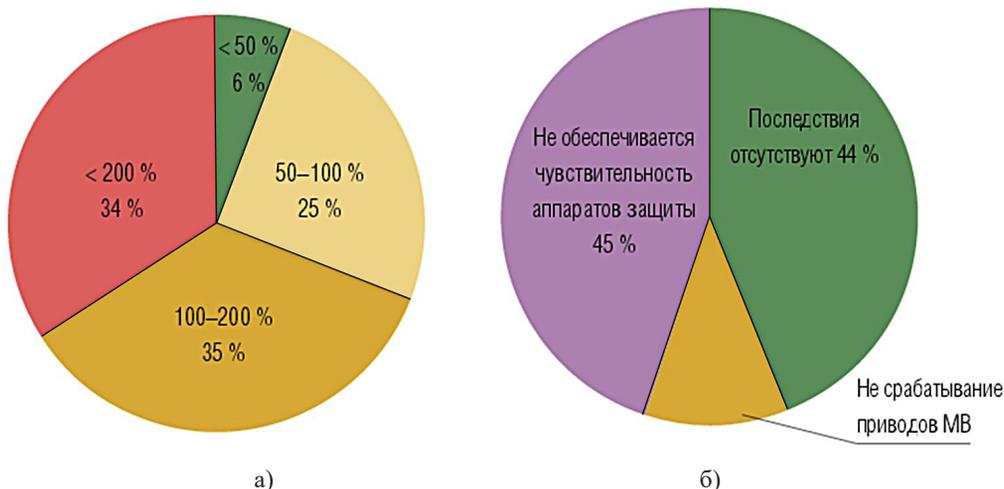


Рис. 4.52. Состояние контактных соединений:

- а) переходное сопротивление по отношению к нормированному значению (в %),
- б) последствия повышенного переходного сопротивления контактов

Неисправное техническое состояние контактов приводит к возрастанию переходного сопротивления и, как следствие, к снижению токов КЗ. Последствия снижения токов КЗ: не обеспечивается чувствительность ЗА или не срабатывают мощные приводы МВ.

Аккумуляторная батарея. Некоторые из дефектов выявляются при визуальном осмотре, например, следующие.

При диагностике выявляются наиболее типичные дефекты АБ: фактическая емкость АБ, измеренная двух импульсным методом, составляет 61÷98 % от паспортной (рис. 4.56), выявлены отстающие и перезаряженные элементы.

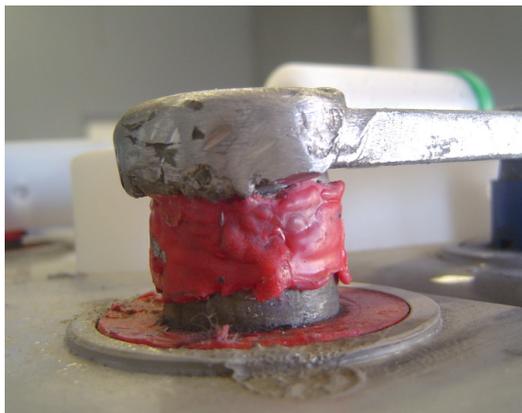


Рис. 4.53. Оплавленная межэлементная перемычка и изоляция вывода АБ из-за нарушения технологии пайки



Рис. 4.54. Обильное газовыделение внутри элемента новой АБ из-за нарушения режима первой зарядки



Рис. 4.55. Наличие осадка серого цвета на дне элемента АБ

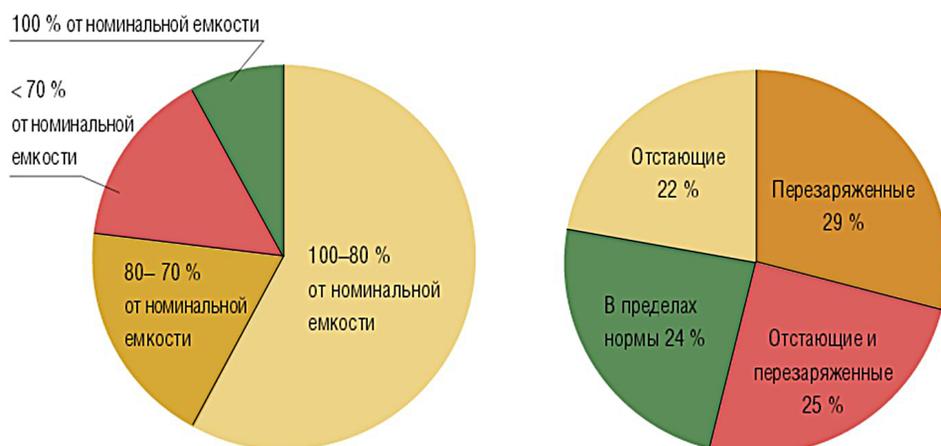


Рис. 4.56. Техническое состояние АБ

Защитные аппараты. При визуальном осмотре выявляются типичные механические и другие дефекты, представленные на рис. 4.57–4.61.



Рис. 4.57. Автоматические выключатели распределительных линий ЩПТ со сломанными органами управления (крайние слева и справа)

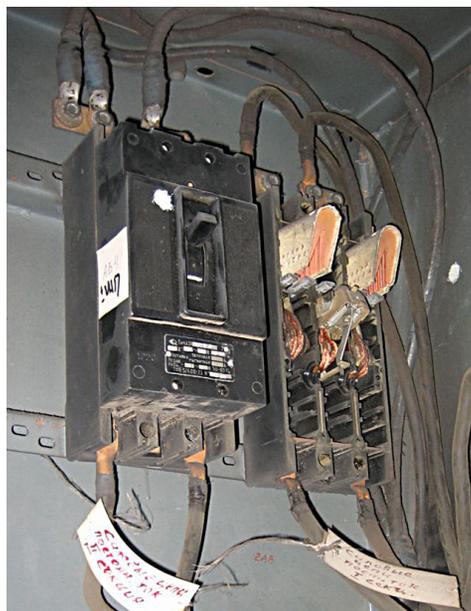


Рис. 4.58. Неисправный автомат цепей ШП во вводном шкафу КРУ-10 кВ (отсутствует передняя часть корпуса)



Рис. 4.59. Выработавшие эксплуатационный ресурс АВ.
Защитная крышка автомата АП50-2МТ 1966 г. выпуска в цепях ШУ ЗРУ-10 кВ

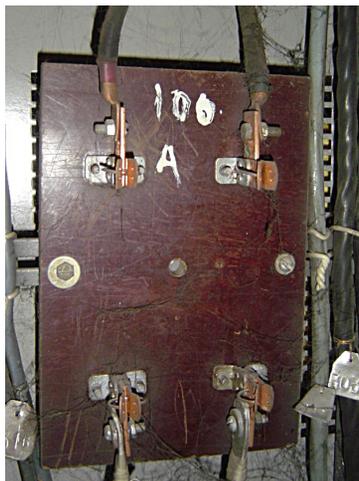


Рис. 4.60. Отсутствие плавких вставок в держателях предохранителей (цепи ШП КРУ-10кВ)



Рис. 4.61. Вводные предохранители типа ПР-2 (~220В), не предназначенные для работы в установках постоянного тока (короткий типоразмер, не отключают дугу)

При контроле технического состояния ЗА типичные выявляемые дефекты:

- не обеспечивается чувствительность основных отключающих ЗА к дуговым КЗ (рис. 4.62);
- несрабатывание по причине механических неисправностей (окисление и залипание главных контактов, расцепителей);
- несоответствие времятоковых характеристик ЭМР паспортным характеристикам (рис. 4.63);
- на всех обследованных объектах выявлены неселективные ЗА, причинами этого чаще всего являются (рис. 4.64): использование в качестве ЗА 1-й и 2-й ступеней защиты АВ с одинаковым временем срабатывания в диапазоне возможных значений токов КЗ; использование в качестве ЗА 2-й и 3-й ступеней защиты ПП с близкими номинальными значениями токов ПВ; использование в одной цепи в качестве ЗА 2-й и 3-й ступеней (3-й и 4-й ступеней) ЗА разного вида (например, АВ и ПП).

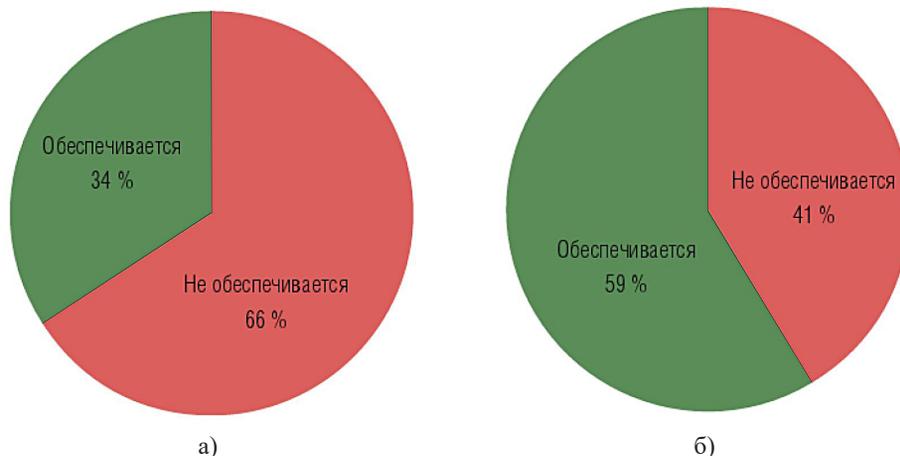


Рис. 4.62. Чувствительность вводных ЗА:

а) при дуговых КЗ на шинах ЩПТ, б) при дуговых КЗ в конце распределительных линий

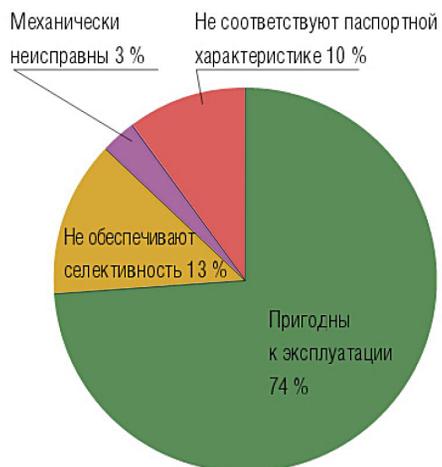


Рис. 4.63. Состояние АВ по результатам проверки (выборка 4 376 шт.)



Рис. 4.64. Селективность ЗА 1-й и 2-й ступеней защиты

Проводники токораспределительной сети: шины, электропроводка, кабельные линии. Типичные дефекты, определяемые при визуальном осмотре, представлены на рис. 4.65–4.67.



Рис. 4.65. Кабели с поврежденной (оплавленной) изоляцией в ЩПТ



Рис. 4.66. Замусоренный кабельный канал в помещении ЩПТ



Рис. 4.67. Отсутствие окраски шин в шкафу приводов МВ на ОРУ-110 кВ, коррозия контактов рубильников в цепях ШП

При проведении диагностики на основании результатов расчетов, как правило, выявляются следующие дефекты:

- требования термической стойкости КЛ не обеспечиваются в значительном количестве цепей СОПТ (рис. 4.68);

- невыполнение невосгораемости КЛ (при отказе основных защит) в следующих цепях (рис. 4.69): ШУ ГЦУ и РЩ, КРУ-6, 10 кВ из-за большого времени срабатывания ТР АВ с номинальными токами 60–250 А в ЩПТ; ШП приводов на ОРУ из-за использования КЛ малого сечения (6 мм² по меди).

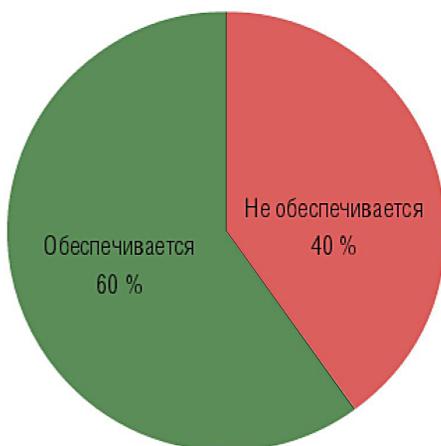


Рис. 4.68. Обеспечение/необеспечение термической стойкости КЛ при КЗ

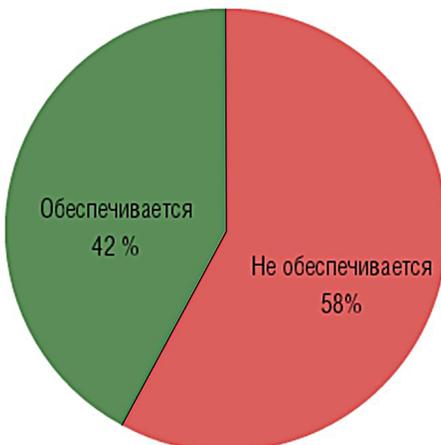


Рис. 4.69. Обеспечение/необеспечение требований невосгораемости КЛ

Электромагнитная совместимость. На всех обследованных объектах зарегистрирован высокий уровень электромагнитных помех (рис. 4.70) в цепях питания МП устройств РЗА.



Рис. 4.70. Выполнение норм по ЭМС (по уровню электромагнитных помех)

Таким образом, наиболее типичными недостатками СОПТ, выявленными при диагностике, являются:

- старение и повреждение изоляции проводов и кабелей, приводящее к снижению сопротивления изоляции сети СОПТ, замыканиям на «землю» и возникновению КЗ;

- неудовлетворительное состояние контактных соединений, приводящее к отказу или затруднению включения приводов высоковольтных выключателей в распределительных устройствах (ОРУ, КРУ, ГРУ), а также к снижению токов КЗ, не отключению их ЗА и возникновению пожаров из-за невыполнения требований термической стойкости и невозгораемости КЛ при КЗ;

- отсутствие устройств защиты от импульсных перенапряжений, приводящее к ложному срабатыванию или повреждению устройств РЗА из-за высокого уровня электромагнитных помех в сети СОПТ и низкой их помехозащищенности;

- ошибки при проведении электромонтажных и пусконаладочных работ, а также при текущей эксплуатации, приводящие из-за неправильного выбора регулируемых параметров ЗА (уставок и задержек по времени срабатывания) к неселективной их работе при КЗ.

4.23. Требования к новому оборудованию СОПТ при его реконструкции или замене

При реконструкции или замене оборудования СОПТ (АБ, УЗП, СТБН, вторичных цепей, защитных (АВ, ПП) и коммутационных аппаратов (КА), устройств контроля изоляции и поиска «земли», устройств защиты от импульсных перенапряжений) необходимо правильно выбрать технические характеристики нового оборудования, интегрируемого в систему постоянного тока. Новое оборудование должно выбираться таким образом, чтобы его функционирование не приводило к ухудшению качества работы существующего оборудования и снижению надежности СОПТ в целом.

В таблице 4.17 приведены технические параметры, на которые необходимо ориентироваться при выборе нового оборудования СОПТ и предъявляемые к нему требования. В одних случаях паспортные технические характеристики нового оборудования не должны быть хуже установленных НТД нормированных предельно допустимых значений (например, параметров УЗП или СТБН: пульсаций выходного тока и напряжения, точности стабилизации напряжения и тока). В других случаях технические характеристики (например, параметры АБ: номинальное напряжение, емкость, внутреннее сопротивление), должны выбираться такими, чтобы обеспечить надежное функционирование всех элементов СОПТ во всех возможных режимах ее работы. Во втором случае предельно допустимые значения параметров оборудования могут быть определены только расчетным способом для конкретной схемы и конфигурации СОПТ.

Требования к выбору нового оборудования СОПТ

Название оборудования (элемента)	Нормируемые параметры	Требования
Аккумуляторная батарея	<ol style="list-style-type: none"> 1. Напряжение на выходных клеммах U_{AB}, В 2. Номинальная емкость C_{10}, А·ч 3. Внутреннее сопротивление $r_{вн AB}$, МОм 	<p>Должно обеспечиваться функционирование постоянной, кратковременной и временной нагрузок в нормальном и аварийном (30 мин в соответствии с аварийной циклограммой) режимах работы СОПТ</p> <p>Отклонение напряжения на клеммах электроприемников не должно выходить за нормированные пределы</p> <p>Токи КЗ в сети СОПТ (определяются $r_{вн AB}$ и сопротивлением проводников петли) должны иметь значения, при которых обеспечивается надежное срабатывание защитных аппаратов всех ступеней защиты</p>
Зарядно-подзарядное устройство	<ol style="list-style-type: none"> 1. Номинальное выходное напряжение $U_{ном. узп}$, В 2. Номинальный выходной ток $I_{ном. узп}$, В 3. Пульсации выходного напряжения, % 4. Действующее значение тока пульсаций поддерживающего заряда $I_{пульс. RMS}$, А 5. Точность стабилизации напряжения поддерживающего заряда, % 6. Точность стабилизации выходного тока, % 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 110 или 220 В 2. Одно значение из стандартизованного ряда номинальных токов: 80, 100, 125, 160, 200, 300, 400, 630, 800, 1000 А 3. Значение напряжения пульсаций не должно превышать 1 % 4. Действующее значение переменной составляющей тока пульсаций не должно превышать 5 А на 100 А·ч емкости АБ 5. Точность стабилизации установленного напряжения поддерживающего заряда должна быть не более $\pm 0,5$ % от установленного значения выходного напряжения 6. Точность стабилизации установленного выходного тока должна быть не более ± 1 % от установленного значения выходного тока
Стабилизатор напряжения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Номинальное выходное напряжение $U_{ном. СТБН}$, В 2. Номинальный выходной ток $I_{ном. СТБН}$, В 3. Пульсации выходного напряжения, % 4. Точность стабилизации напряжения поддерживающего заряда, % 5. Точность стабилизации выходного тока, % 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 230 В (выше на 5 % напряжения на выводах АБ) 2. Одно значение из стандартизованного ряда номинальных токов: 80, 100, 125, 160, 200, 300, 400, 630, 800, 1000 А 3. Значение напряжения пульсаций не должно превышать 1 % 4. Точность стабилизации установленного напряжения поддерживающего заряда должна быть не более $\pm 0,5$ % от установленного значения выходного напряжения 5. Точность стабилизации установленного выходного тока должна быть не более ± 1 % от установленного значения выходного тока.
Автоматический выключатель	<ol style="list-style-type: none"> 1. Номинальный ток контактов $I_{ном. АВ}$, А 2. Уставка теплового расцепителя $I_{ТР}$, А 3. Уставка электромагнитного расцепителя $I_{ЭМР}$, А 4. Задержка времени срабатывания теплового расцепителя $t_{ЗТР}$, с 5. Задержка времени срабатывания электромагнитного расцепителя $t_{ЗЭМР}$, с 	<p>Должна обеспечиваться отключающая способность АВ каждой ступени защиты</p> <p>Должна обеспечиваться чувствительность АВ каждой ступени защиты к минимальным токам КЗ в защищаемой им линии</p> <p>Должна обеспечиваться селективность установленных в одной цепи ЗА в полном диапазоне токов КЗ</p>

Название оборудования (элемента)	Нормируемые параметры	Требования
	Паспортная времятоковая характеристика АВ	<p>Должно выполняться требование к длительности прерывания напряжения, обусловленного КЗ: время срабатывания АВ при отключении тока КЗ не должно превышать 0,05 с</p> <p>АВ должны быть отстроены от пусковых токов кратковременной и временной нагрузок (приводов включения ВВ и аварийных насосов)</p> <p>АВ должны обеспечивать термическую стойкость обмоток соленоидов включения приводов ВВ при задержке включения до 15÷20 с</p> <p>АВ должны обеспечивать термическую стойкость защищаемых ими проводов и кабельных линий</p> <p>АВ резервных защит должны обеспечивать невозгораемость проводов и кабельных линий в случае отказа основных защит</p>
Плавкий предохранитель	<ol style="list-style-type: none"> Номинальный ток $I_{\text{ном. АВ}}, \text{ А}$ Паспортная времятоковая характеристика ПП 	<p>Должна обеспечиваться отключающая способность ПП каждой ступени защиты</p> <p>Должна обеспечиваться чувствительность ПП каждой ступени защиты к минимальным токам КЗ в защищаемой им линии</p>
Коммутационный аппарат (выключатель нагрузки, рубильник, пакетный выключатель)	Номинальный ток коммутационного аппарата $I_{\text{ном. КА}}, \text{ А}$	Номинальный ток КА должен превышать значение тока нагрузки, длительно протекающего через его контакты
Вторичные цепи (шины, провода, кабельные линии)	<ol style="list-style-type: none"> Сечение проводника, мм^2 Длина провода или кабельной линии, м Температура плавления и возгорания изоляции провода или кабельной линии 	<p>Сечение проводника должно быть выбрано по длительно допустимому току нагрузки</p> <p>Сечение проводника и его длина должны быть выбраны таким образом, чтобы выполнялось требование по допустимому отклонению напряжения на клеммах каждого электроприемника с учетом падения напряжения на участке от источника питания до электроприемника</p> <p>Должна обеспечиваться термическая стойкость и невозгораемость провода или кабельной линии</p>
Устройство контроля изоляции и поиска «земли»	<ol style="list-style-type: none"> Для УКИ, использующего контроль баланса напряжений между каждым из полюсов СОПТ и «землей» две уставки: предупредительная и аварийная Для УКИ, использующего генерацию в сеть СОПТ периодических сигналов низкой частоты: <ol style="list-style-type: none"> емкость сети на «землю»; предельное, селективно определяемое снижение сопротивления изоляции 	<ol style="list-style-type: none"> УКИ должно сигнализировать при понижении сопротивления изоляции полюсов СОПТ до уровня 100 кОм (предупредительная уставка) и 20 кОм в сети 220 В (аварийная уставка) УКИ (использующее генерацию в сеть СОПТ периодических сигналов низкой частоты): <ol style="list-style-type: none"> фактическая емкость сети СОПТ на «землю» не должна превышать значение, указанное в техническом паспорте устройства (работа УКИ в режиме поиска «земли» не должна приводить к срабатыванию дискретных входов МП устройств РЗА); снижение сопротивления изоляции одного фидера до 50 кОм
Устройство защиты от импульсных перенапряжений	<ol style="list-style-type: none"> Ток утечки между каждым полюсом УЗИП и «землей» $I_{\text{y}}, \text{ мА}$ Амплитуда остающегося напряжения $U_{\text{ост}}, \text{ кВ}$ 	<ol style="list-style-type: none"> Ток утечки не должен превышать 0,22 мА при напряжении сети 220 В (сопротивление изоляции не менее 1 МОм) Амплитуда остающегося напряжения для защитных диодов должна составлять менее 0,1 кВ, для ОПН на базе варисторов — 1,0÷1,2 кВ

Выводы

1. Для получения объективной и достоверной информации о техническом состоянии СОПТ необходима реализация комплексной диагностики с использованием расчетно-экспериментальных методик.
2. Диагностика показала, что техническое состояние СОПТ на энергетических объектах, находящихся длительное время в эксплуатации, определено как «неисправное».
3. Для обеспечения надежного функционирования СОПТ и энергообъекта в целом, необходимо проводить периодическую диагностику СОПТ и ремонтные работы по устранению выявленных неисправностей.
4. На объектах, прошедших диагностику и ремонтные работы, необходимо установить текущий контроль технического состояния СОПТ.
5. Для вновь строящихся объектов целесообразно включить в приемосдаточные испытания диагностику СОПТ.

Список литературы

1. ИЕС 60896-11:2004 Батареи свинцовые стационарные. Часть 11. Батареи свинцовые стационарные открытого типа. Общие требования и методы испытаний.
2. ИЕС 60896-21:2004 Батареи свинцовые стационарные. Часть 21. Типы батарей с клапанным регулированием. Методы испытаний.
3. ИЕС 60896-22:2004 Батареи свинцовые стационарные. Часть 22. Типы батарей с клапанным регулированием. Требования.
4. Аккумуляторы свинцовые стационарные с электродами большой поверхности. Техническое описание и инструкция по эксплуатации ФАЗ.543.073ТО.
5. Борисов, Р.К. Оценка технического состояния систем оперативного постоянного тока подстанций / Р.К. Борисов, Ю.П. Гусев, С.С. Жуликов // Энергоэксперт. — 2010. — №3. — С. 56–59.
6. Борисов, Р.К. Контроль состояния аккумуляторных батарей в процессе эксплуатации / Р.К. Борисов, С.С. Жуликов // Энергоэксперт. — 2013. — №1. — С. 26–30.
7. ГОСТ 10374-93 (2003) (МЭК 51-7-84) Приборы аналоговые показывающие электроизмерительные прямого действия и вспомогательные части к ним. Ч.7 Особые требования к многофункциональным приборам.
8. ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования.
9. ГОСТ 12434-83 (СТ СЭВ 3560-82) Аппараты коммутационные низковольтные Общие технические условия.
10. ГОСТ 17242-86 Предохранители плавкие силовые низковольтные. Общие технические условия.
11. ГОСТ 18142.1-85 Выпрямители полупроводниковые мощностью свыше 5 кВт. Общие технические условия.
12. ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий.
13. ГОСТ 2.702-2011 Правила выполнения электрических схем.
14. ГОСТ 2.755-87 (СТ СЭВ 5720-86) Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения.
15. ГОСТ 21128-83 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В.
16. ГОСТ 22483-77 Жилы токопроводящие медные и алюминиевые для кабелей, проводов и шнуров. Основные параметры. Технические требования.
17. ГОСТ 26830-86 Преобразователи электроэнергии полупроводниковые силовые мощностью до 5 кВА включительно. Общие технические условия.
18. ГОСТ 26881-86 Аккумуляторы свинцовые стационарные. Общие технические условия.
19. ГОСТ 28895-91 (МЭК 940-2-87) Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева.

20. ГОСТ 29176-91 Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в установках постоянного тока.
21. ГОСТ 50571.18-2000 (МЭК 60364-4-442-93) Ч.4. Требования по обеспечению безопасности. Раздел 442. Защита электроустановок до 1кВ от перенапряжений, вызванных замыканиями на землю в электроустановках выше 1 кВ.
22. ГОСТ 6827-76 (МЭК 59-1938) Электрооборудование и приемники электрической энергии. Ряд номинальных токов.
23. ГОСТ 8711-93 (МЭК 51-2-84) Приборы аналоговые показывающие электроизмерительные прямого действия и вспомогательные части к ним. Ч.2 Особые требования к амперметрам и вольтметрам.
24. ГОСТ Р 50030.2-99 (МЭК 947-2-89) Автоматические выключатели.
25. ГОСТ Р 50339.0-2003 Предохранители плавкие низковольтные. Ч.1 Общие требования.
26. ГОСТ Р 50339.1-92 (МЭК 269-2-86) Низковольтные плавкие предохранители. Ч.2 Дополнительные требования к плавким предохранителям промышленного назначения.
27. ГОСТ Р 50339.2-92 Низковольтные плавкие предохранители. Ч.2-1. Дополнительные требования к плавким предохранителям промышленного назначения.
28. ГОСТ Р 51317. 4... (МЭК 61000-4...) Совместимость технических средств электромагнитная. Требования и методы испытаний.
29. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.
30. ГОСТ Р 51321.1-2000 Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие требования и методы испытаний.
31. ГОСТ Р 51321.3-99 (МЭК 60439-3-90) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Ч.3 Дополнительные требования к устройствам распределения и управления, предназначенным для эксплуатации в местах, доступных неквалифицированному персоналу, и методы испытаний.
32. ГОСТ Р 51977-2002 Моноблоки аккумуляторные пластмассовые. Технические условия.
33. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.
34. ГОСТ Р МЭК 60227-1-99 Кабель с поливинилхлоридной изоляцией на номинальное напряжение до 450/750 В включительно. Общие требования.
35. ГОСТ Р МЭК 60896-2-99. Свинцово-кислотные стационарные батареи. Общие требования и методы испытаний. Часть 2. Закрытые типы.
36. ГОСТ Р МЭК 896-1-95 Свинцово-кислотные стационарные батареи. Общие требования и методы испытаний. Часть 1. Открытые типы.
37. ГОСТ 29176-91. Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока.
38. Гусев, Ю.П. Оценка технического состояния аккумуляторных батарей электростанций и подстанций в процессе эксплуатации / Ю.П. Гусев, Н.М. Дороватовский, А. Поляков // Электро. — 2002. — № 5. — С. 34–38.
39. Инструкция по обслуживанию закрытых стационарных свинцово-кислотных аккумуляторов «Норреске».
40. Информация о пожарах, приведших к авариям на тепловых электростанциях за период с 1981 по 1990 гг. — М.: ОРГРЭС, 1990.
41. Кинзбург, Б.А. Опыт замены аккумуляторных батарей и зарядных устройств на электростанциях и подстанциях ОАО «Кузбассэнерго». Тезисы доклада на I Междунар.научн.-практич. конференции «Новые решения по построению высоконадежных систем постоянного тока для объектов энергетики». Мировые тенденции. — М., 2005.
42. Методические указания по диагностике системы оперативного постоянного тока на электрических подстанциях. — М.: ОАО «МОЭСК», 2009.
43. Методических указания по эксплуатации автоматических воздушных выключателей серии АП50.
44. МУ 34-70-035-83 (СО 34.20-807). Методические указания по расчету защит в системе постоянного тока тепловых электростанций и подстанций.

45. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ). — М., 2003.
46. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). — 7-е изд. — М., 2002.
47. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. 6-е изд. с изм. и доп.
48. РД 34.50.502-91. Инструкция по эксплуатации стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей. Минтопэнерго РФ.
49. Регистратор аварийных событий и переходных процессов СОПТ. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — М.: ООО «Компания ЭМС», 2012.
50. Рекомендации по методам технического обслуживания автоматических выключателей, присоединений 0,4 кВ и средств релейной защиты, присоединений 6–35 кВ с использованием комплектных испытательных устройств серии САТУРН. — М.: ОРГРЭС, 1994.
51. СО 34.35.311-2004. Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях.
52. Стационарные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи Classic: OPzS, GroE/ OGi, OCSM. Эксплуатационная документация.
53. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети». Дата введения: 29.05.2017.
54. СТО 56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. ОАО «ФСК ЕЭС».
55. Устройство зарядно-подзарядное тиристорное УЗП. Руководство по эксплуатации. ТГДА.656432.047 РЭ.
56. Устройство транзисторное стабилизации напряжения постоянного тока модернизированное УТСП М. Паспорт, техническое описание и инструкция по эксплуатации. ТГДА.656452.208 ПС.
57. Циркуляр №Ц-02-98(Э) О проверке кабелей на возгораемость при воздействии тока короткого замыкания. РАО энергетики и электрификации «ЕЭС России». Департамент стратегии развития и научно-технической политики.

Паспорт системы оперативного постоянного тока

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер _____
ПАО _____ (название объекта)
_____/_____/_____
(подпись) / (расшифровка подписи)
_____ 20__ Г.
(дата)

ПАСПОРТ

системы оперативного постоянного тока

ЩПТ _____
(название, номер) (название объекта)

Разработано _____
(ПАО, ЗАО, ООО) (название организации)

СРО № _____
Действительно до _____
Свидетельство о регистрации электролаборатории № _____
Действительно до _____

Генеральный директор

(Ф.И.О.) (подпись)

Начальник электролаборатории

(Ф.И.О.) (подпись)

Г. _____
_____ 20__ Г.
(месяц) (год)

1. Характеристика системы оперативного постоянного тока

Исполнительная схема системы оперативного постоянного тока ЩПТ № _____ ПАО _____ представлена на рабочих чертежах «Исполнительные схемы системы оперативного постоянного тока (Рис. _____)

1.1 Источник питания.

Аккумуляторная батарея _____, _____ года выпуска
(тип АБ) (год)

_____ ЭЛЕМЕНТОВ, с отпайками от _____ ЭЛЕМЕНТОВ.
(количество) (номера отпаяк)

От _____ элемента осуществляется питание _____
(номер отпайки) (цепи ШУ, (ШП) на РЦ, ГЦУ, КРУ, ОРУ)

От _____ элемента осуществляется питание _____
(номер отпайки) (цепи ШУ, (ШП) на РЦ, ГЦУ, КРУ, ОРУ)

1.2. Щит постоянного тока.

Щит постоянного тока (ЩПТ) расположен _____
(в отдельном помещении, в помещении РЦ, ГЦУ)

ЩПТ разделён на _____ панели и _____ секции (_____).
(количество) (количество) (номера секций)

На вводной панели № _____ установлены:
(номер панели)

- 1). _____
(название и тип оборудования)
- 2). _____
(название и тип оборудования)
- 3). _____
(название и тип оборудования)
- 4). _____
(название и тип оборудования)
- 5). _____
(название и тип оборудования)
- 6). _____
(название и тип оборудования)
- 7). _____
(название и тип оборудования)
- 8). _____
(название и тип оборудования)

Шины ЩПТ « + », « - _____ », « - _____ » выполнены _____
(номер элемента) (номер элемента) (тип шин)

Шины разделены на _____ секции.
(количество)

Нормальное состояние контактов вводных рубильников - _____
(замкнутое, разомкнутое)

С шин панелей № _____, № _____ ЩПТ питание подаётся:
(номер панели) (номер панели)

(название и тип оборудования)

1.3. Зарядно-подзарядные устройства.

- №1 _____ (тип) _____ (год выпуска)
- №2 _____ (тип) _____ (год выпуска)

1.4. Стабилизаторы напряжения.

- №1 _____ (тип) _____ (год выпуска)
- №2 _____ (тип) _____ (год выпуска)

1.5 Токораспределительная сеть.

Токораспределительная сеть выполнена кабелями типа:

(типы кабелей с указанием материала жил и сечений)

и электропроводкой типа:

(типы кабелей с указанием материала жил и сечений)

1.6 Коммутационные и защитные аппараты.

Для защиты от сверхтоков применяются:

- плавкие предохранители типа _____ (типы предохранителей, номинальный ток)
- автоматические выключатели типа _____ (типы автоматов, номинальный ток, уставки ТР и ЭМР)

Без защиты от сверхтоков используются:

- рубильники _____ (типы рубильников, номинальный ток)
- пакетные выключатели типа _____ (типы выключателей, номинальный ток)
- переключатели типа _____ (типы переключателей, номинальный ток)

1.7 Аварийное освещение.

От _____ секции ЩПТ через _____
(номер секции) (название и номер аппарата защиты)

питание подается на _____
(тип и мощность БАО)

2. Результаты диагностики системы оперативного постоянного тока

№	Тип оборудования		Нормированное значение параметра	Измеренное значение параметра	Заключение, дата проверки	Измеренное значение параметра	Заключение, дата проверки	Измеренное значение параметра	Заключение, дата проверки	Примечание	
	Проверяемый параметр	2									
1	Аккумуляторная батарея: _____ г.		3	4	5	6	7	8	9	10	
1.	Аккумуляторная батарея: _____ г. (тип АБ) _____ (год ввода в эксплуатацию)										
	Емкость АБ (А · ч)....		В соответствии с паспортом								Протокол №2 Дефекты см. в Вedomости дефектов
	Разброс напряжений на элементах (%).....									
	Процент отстающих элементов.....		Не более 5%								
	Процент элементов со сверхнормативными отклонениями напряжения.....		Не более 5%								
	Дефектные элементы (кол-во).....									
2.	Зарядные устройства: УЗП №1 _____ УЗП №2 _____ (тип УЗП, зав. номер) _____ (год ввода в эксплуатацию)										
	УЗП №1 (основное)		Не более 1% ≤ 5А на 100А · ч								Протокол №3 Дефекты см. в Вedomости дефектов
	а) пульсации выходных:									
	напряжения (%).....		±0,5%								
	тока (А).....		±1%								
	в) стабилизация выходного напряжения (%).....									
	с) стабилизация выходного тока (%).....									
	д) проверка правильности установленного напряжения подерживающего заряда.....		2,2±0,05 В/эл. 2,23±1% В/эл.								
	е) взаиморезервирование.....									

Контактные соединения		Протокол №8 Дефекты см. в Ведомости дефектов
а) ЩПТ в) ГЩУ (БЩУ) с) РЩ д) КРУ(ГРУ)-6, 10 кВ е) ОРУ-110, 220 кВ		
Температура контактных соединений и плавких вставок	В соответствии с Табл. ПЗ.1 РД 34.45-51.300-97	Протокол №12 Дефекты см. в Вед. де-фектов
Устройства защиты от импульсных перенапряжений		
(название и тип устройств, заводской номер)		
Ток утечки (сопротивление изоляции) при номинальном напряжении	Не менее 10 МОм	Протокол №9 Дефекты см. в Ведомости дефектов.
Микросекундные импульсные помехи	4 кВ (провод- земля)	
Коллебательные затухающие однократные помехи	4 кВ (провод- земля)	
Электропроводка и кабельные линии		
(типы кабелей и проводов с указанием материала жил и сечений)		
Термическая стойкость	$\leq 160^{\circ}\text{C}$	Протокол №10 Дефекты см. в Ведомости дефектов.
Невозгораемость	$\leq 350^{\circ}\text{C}$	
Электромагнитная совместимость		
Провалы напряжения	30% (1с) 60% (0,1с)	Протокол №11 Дефекты см. в Ведомости дефектов.
Прерывания напряжения	100% (0,5с)	
Пульсации напряжения	Не выше 10%	
Кондуктивные помехи в полосе частот от 0 до 150 кГц	10В (длительно) 100В (1с)	

Решение о пригодности системы оперативного постоянного тока к эксплуатации №1

Заключение: Система оперативного постоянного тока _____ к эксплуатации.
(пригодна, не пригодна)
« _____ » _____ 20 ____ г.

Решение о пригодности системы оперативного постоянного тока к эксплуатации №2

Заключение: Система оперативного постоянного тока _____ к эксплуатации.
(пригодна, не пригодна)
« _____ » _____ 20 ____ г.

Решение о пригодности системы оперативного постоянного тока к эксплуатации №3

Заключение: Система оперативного постоянного тока _____ к эксплуатации.
(пригодна, не пригодна)
« _____ » _____ 20 ____ г.

Форма программы производства работ

ПАО _____

«УТВЕРЖДАЮ»
Главный инженер _____
(название объекта)

(Ф.И.О.)

(подпись)

« ____ » _____ 20 ____ г.

ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

по диагностике системы оперативного постоянного тока на _____
(название объекта)

г. Москва

20 ____ г.

1. Общие положения по проведению работ.

- 1.1. Объекты выполнения обследования.
- 1.2. Основание для проведения обследования.
- 1.3. Цель обследования.

2. Условия обеспечения безопасного проведения работ.

- 2.1. Порядок организации работ.
- 2.2. Лица, ответственные за проведение работ.

3. Действия персонала в аварийных ситуациях.

4. Порядок проведения работ.

№ п/п	Наименование работы	Время	Исполнитель	Контролирующее лицо
4.1	Измерение внутреннего сопротивления АБ, напряжений и внутренних сопротивлений на элементах АБ, напряжения и тока пульсаций, тока КЗ на шинах ЩПТ №			
4.2	Измерение сопротивления петли «+» – «-» цепей ШП, ШУ в распределительных устройствах (РУ)			
4.3	Измерение сопротивления петли «+» – «-» ШУ в цепях питания защит на панелях ГЩУ (БЩУ) и РЩ			
4.4	Измерение ёмкости сети СОПТ на «землю»			
4.5	Проверка работоспособности устройства контроля изоляции и поиска «земли»			
4.6	Проверка выполнения условий электромагнитной совместимости			
4.7	Проверка срабатывания электромагнитного расцепителя (ЭМР) вводного автоматического выключателя			
4.8	Проверка срабатывания электромагнитных расцепителей (ЭМР) автоматических выключателей УЗП, установленных в I и II секции щита постоянного тока (ЩПТ)			
4.9	Проверка срабатывания электромагнитных расцепителей (ЭМР) автоматических выключателей, установленных на панелях релейного щита (РЩ); в цепях ШП и ШУ I и II секций КРУ-10 кВ; в цепях ШП ОРУ.			

5. Критерии и контроль правильности окончания работ.

Выполнение всех работ, предусмотренных программой.

6. Оформление результатов выполненной работы.

Результаты работ представляют в виде отчета и протоколов.

От Исполнителя:

Ген. директор

ООО « _____ »
(название организации)

(Ф.И.О.) (подпись)

От Заказчика:

Зам. главного инженера

(название объекта)

(Ф.И.О.) (подпись)

Нач. электроцеха (службы ПС)

(Ф.И.О.) (подпись)

Нач. службы РЗА

(Ф.И.О.) (подпись)

ГЛАВА ПЯТАЯ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

5.1. Общие положения

В систему собственных нужд переменного тока напряжением 6 (10), и 0,4 кВ электрических станций и напряжением 0,4 кВ подстанций входит следующее электротехническое оборудование:

- трансформаторы собственных нужд;
- реакторы линий питания СН;
- распределительные устройства СН с вводами питания и коммутационно-защитными аппаратами (автоматическими выключателями и плавкими предохранителями);
- распределительные силовые кабели линий питания СН;
- вторичные системы, обеспечивающие функционирование и защитные функции перечисленного основного оборудования:
 - устройства управления коммутационными аппаратами;
 - устройства измерения, контроля, информации и сигнализации;
 - автоматика ввода резервного питания;
 - устройства управления переключением ответвлений обмоток трансформаторов под нагрузкой и регулирования напряжения (РПН);
 - электроприемники (нагрузка).

К наиболее ответственным электроприемникам системы СН относятся:

- зарядно-подзарядные устройства аккумуляторной батареи;
- маслонасосы систем уплотнения и смазки генераторов;
- автоматика системы охлаждения трансформаторов;
- приводы высоковольтных выключателей и разъединителей;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- система автоматического пожаротушения;
- система безопасности;
- оборудование АИИС КУЭ;
- оборудование связи;
- оборудование обогрева силовых шкафов, шкафов управления, приводов, ячеек КРУ наружной установки, воздухохраников;
 - дренажные насосы и насосы противопожарных устройств;
 - электродвигатели систем вентиляции и кондиционирования;
 - компьютеры локальной компьютерной сети;
 - системы рабочего и аварийного освещения.

Диагностика СН и ее элементов должна проводиться: при вводе в эксплуатацию на этапе приемосдаточных испытаний; в процессе эксплуатации периодически; после капитального, среднего и текущего ремонтов, а также после технологических нарушений.

Диагностика системы СН в процессе эксплуатации направлена:

- на проверку соответствия технического состояния оборудования действующей НТД;
- на своевременное выявление изменения эксплуатационных параметров оборудования или дефектов;
 - на разработку рекомендаций по устранению выявленных дефектов.

Основная цель диагностики СН — предотвратить возникновение аварий, материального ущерба и производственных потерь.

В состав диагностируемого электротехнического оборудования электроустановок напряжением до 1000 В входят:

- аппараты защиты (плавкие предохранители, разъединители-предохранители, автоматические выключатели);
- коммутационные аппараты (выключатели нагрузки, рубильники, пакетные выключатели, контакторы);
- вторичные цепи (цепи релейной защиты, автоматики, телемеханики, управления сигнализации);
- электропроводка, в том числе осветительные сети;
- распределительные устройства, щиты и токопроводы;
- устройства АВР;
- заземляющее устройство.

5.2. Нормативные документы

Объемы, нормы и периодичность проведения испытаний электротехнического оборудования электроустановок до и выше 1000 В приведены в следующей НТД (табл. 5.1):

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Минэнерго РФ. — 7-е изд. — 2002. [25]
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ). Министерство энергетики РФ. — 2003. [23]
- РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. 6-е изд. с изм. и доп. [26]
- СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети». Дата введения: 29.05.2017 [29]
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП). — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. [24]

Действие ПТЭЭП распространяется на электроустановки потребителей электроэнергетики. Оборудование СН, расположенное на предприятиях генерирующих (ТЭС) и преобразующих (ПС) электроэнергию, может быть отнесено к электроустановкам потребителей, так как по существу является первым потребителем произведенной или преобразованной электроэнергии.

При диагностике наряду с действующей НТД следует руководствоваться инструкциями заводоизготовителей электротехнического оборудования, техническими паспортами, если они не противостоят требованиям НТД.

Периодичность проведения испытаний устанавливается в зависимости от категории контроля:

- при вводе в эксплуатацию нового оборудования и оборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии (П);
- при капитальном ремонте на предприятии (К), среднем ремонте (С);
- текущем ремонте (Т);
- между ремонтами (М).

Таблица 5.1

Объем и периодичность проведения испытаний оборудования электроустановок напряжением до 1000 В

Название оборудования	Объем	Периодичность, НТД	Норма
1. Автоматические выключатели	1. Проверка действия максимальных, минимальных и независимых расцепителей, проверка срабатывания защиты при системе питания с заземленной нейтралью (TN-C, TN-C-S, TN-S)	1. К (ПТЭЭП), П, Т (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017)	1. Должны соответствовать заводским данным и требованиям обеспечения защитных характеристик (п.п. 28.4, прил. 3 ПТЭЭП и 1.7.79 ПУЭ 7 изд.)
	2. Измерение сопротивления изоляции (для выключателей на номинальный ток 400 А и более)	2. К, Т, М (ПТЭЭП), П, Т, М (РД 34.45-51.300-97), П, Т (СТО 34.01-23.1-001-2017)	2. Должно быть не менее 1 МОм (гл. 1.8.37 п.п.3.1 ПУЭ, 7 изд.)

Название оборудования	Объем	Периодичность, НТД	Норма
	3. Тепловизионный контроль (контакты и контактные соединения) 4. Проверка работы автоматических выключателей при пониженном и номинальном напряжениях оперативного тока	3. 1 раз в 3 года, при усиленном загрязнении ежегодно (прил.3 п.1.8 РД 34.45-51.300-97), М (СТО 34.01-23.1-001-2017) 4. К (ПТЭЭП), П, Т (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017)	3. Должен соответствовать п.17.1 прил. 3 РД 34.45-51.300-97, прил. Д СТО 34.01-23.1-001-2017 4. Значение напряжения срабатывания и количество операций при испытании многократными включениями и отключениями в соответствии с табл. 1.8.35 гл.1.8.37 ПУЭ, табл.38, прил.3.1 ПТЭЭП
2. Плавкие предохранители	1. Калибровка (при замене плавкого элемента новым) 2. Измерение сопротивления изоляции 3. Тепловизионный контроль (контакты и контактные соединения, плавкая вставка)	1. П, Т (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017) 2. К, Т, М (ПТЭЭП), П, Т, М (РД 34.45-51.300-97), П, Т (СТО 34.01-23.1-001-2017) 3. 1 раз в 3 года, при усиленном загрязнении ежегодно (прил.3, п.1.8 РД 34.45-51.300-97), М (СТО 34.01-23.1-001-2017)	1. Должна соответствовать п.26.5 РД 34.45-51.300-97 2. Должно соответствовать указаниям изготовителей, но не менее 0,5 МОм (табл. 37 прил. 3.1 ПТЭЭП) 3. Должен соответствовать п.15 прил. 3 РД 34.45-51.300-97, прил. Д СТО 34.01-23.1-001-2017
3. Низковольтные разъединители-предохранители	1. Измерение сопротивления изоляции 2. Проверка контактного нажатия (при приемке) 3. Проверка работы выполнением циклов включения-отключения (ВО) 4. Тепловизионный контроль (контакты и контактные соединения)	1. К, Т, М (ПТЭЭП), П, Т, М (РД 34.45-51.300-97), П, Т (СТО 34.01-23.1-001-2017) 2. П, Т (РД 34.45 51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017) 3. П, Т (РД 34.45- 51.300- СТО 34.01-23.1-001-201797) 4. 1 раз в 3 года, при усиленном загрязнении ежегодно (прил.3, п.1.8 РД 34.45-51.300-97), М (СТО 34.01-23.1-001-2017)	1. Должно соответствовать указаниям изготовителей, но не менее 0,5 МОм (табл. 37 прил. 3.1 ПТЭЭП) 2. Должно соответствовать п.26.5 РД 34.45-51.300-97, п.32.5 СТО 34.01-23.1-001-2017 3. Должны выдержать 5 циклов ВО (п.26.5 РД 34.45-51.300-97, п.32.5 СТО 34.01-23.1-001-2017) 4. Должен соответствовать п.17.1 прил.3 РД 34.45-51.300-97, прил. Д СТО 34.01-23.1-001-2017
4. Коммутационные аппараты (выключатели нагрузки, рубильники, пакетные выключатели, контакторы)	1. Измерение сопротивления изоляции 2. Тепловизионный контроль (контакты и контактные соединения) 3. Проверка работы контакторов при пониженном и номинальном напряжениях оперативного тока	1. К, Т, М (ПТЭЭП), П, Т, М (РД 34.45-51.300-97), П, Т (СТО 34.01-23.1-001-2017) 2. 1 раз в 3 года, при усиленном загрязнении ежегодно (прил.3, п.1.8 РД 34.45-51.300-97), М (СТО 34.01-23.1-001-2017) 3. К (ПТЭЭП), П, Т (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017)	1. Должно соответствовать указаниям изготовителей, но не менее 0,5 МОм (табл. 37 прил. 3.1 ПТЭЭП). 2. Должен соответствовать п.17.1 прил. 3 РД 34.45-51.300-97, прил. Д СТО 34.01-23.1-001-2017 3. Значение напряжения срабатывания и количество операций при испытании многократными включениями и отключениями в соответствии с табл. 1.8.35 гл.1.8.37 ПУЭ, табл.38 прил.3.1 ПТЭЭП

Название оборудования	Объем	Периодичность, НТД	Норма
5. Вторичные цепи	1. Измерение сопротивления изоляции 2. Испытания повышенным напряжением промышленной частоты 3. Тепловизионный контроль (контакты и контактные соединения)	1. К, Т, М (ПТЭЭП), П, Т, М (РД 34.45-51.300-97), П, Т (СТО 34.01-23.1-001-2017) 2. П, Т (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017), К (ПТЭЭП) 3. 1 раз в 3 года, при усиленном загрязнении ежегодно (прил.3, п.1.8 РД 34.45-51.300-97), М (СТО 34.01-23.1-001-2017)	1. Не менее 1 МОм (п.26.1 РД 34.45-51.300-97), (табл. 37 прил. 3.1 ПТЭЭП) 2. Должно соответствовать п.26.2 РД 34.45-51.300-97 и п.п. 28.3 прил.3 ПТЭЭП 3. Должен соответствовать п.17.1 прил. 3 РД 34.45-51.300-97, прил. Д СТО 34.01-23.1-001-2017 и п.п.28.3 прил.3 ПТЭЭП
6. Распределительные устройства, щиты и токопроводы	1. Измерение сопротивления изоляции 2. Тепловизионный контроль 3. Проверка фазировки	1. П, Т, М (РД 34.45-51.300-97), П, Т (СТО 34.01-23.1-001-2017) 2. 1 раз в 3 года, при усиленном загрязнении ежегодно (РД 34.45-51.300-97), М (СТО 34.01-23.1-001-2017) 3. К (ПТЭЭП)	1. Не менее 1 МОм (табл. 37 ПТЭЭП) 2. Должен соответствовать п.17.1 прил. 3 РД 34.45-51.300-97, прил. Д СТО 34.01-23.1-001-2017 3. Должно иметь совпадение по фазам
7. Устройство автоматического включения резервного питания (АВР)	1. Измерение напряжения срабатывания реле контроля фаз 2. Измерение времени (задержки по времени) отключения основного ввода 3. Измерение времени переключения с основного ввода на резервный ввод	Не реже 1 раза в год (СТО 70238424.27.140.008-2010 [32], СТО 56947007-33.040.20.141-2012 [31])	1. Напряжение срабатывания реле контроля фаз должно соответствовать допустимому значению в соответствии с паспортной характеристикой реле 2. Время (задержка по времени) отключения должна соответствовать допустимому значению в соответствии с паспортной характеристикой АВР 3. Время переключения с основного ввода на резервный должно соответствовать времени, согласованному с энергоснабжающей организацией
8. Заземляющее устройство электроустановок с глухозаземленной нейтралью	1. Проверка соединений заземлителей с заземляемыми элементами, в том числе с заземляемыми элементами 2. Проверка состояния элементов ЗУ, находящихся в земле 3. Измерение сопротивления ЗУ	1. К, М (ПТЭЭП), П, К, М, (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017), но не реже 1 раза в 12 лет 2. К, М (ПТЭЭП), М (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017), но не реже 1 раза в 12 лет 3. К, Т, М (ПТЭЭП), П, К, М (РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017), но не реже 1 раза в 12 лет	1. Переходное сопротивление контактов не должно превышать 0,05 Ом в соответствии с п.п.26.1 прил. 3 ПТЭЭП, п.28.2 РД 34.45-51.300-97 и п.34.2 СТО 34.01-23.1-001-2017 2. Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения (ПТЭЭП, РД 34.45-51.300-97, СТО 34.01-23.1-001-2017) 3. Сопротивление ЗУ с учетом повторных заземлений нулевого провода должно быть не более 2, 4 и 8 Ом при линейных напряжениях соответственно 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока и напряжениях 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. Должны соответствовать табл.36 прил.3.1 ПТЭЭП, табл.28.1 п. 28 РД 34.45-51.300-97 и табл.34.1 п. 34.4 СТО 34.01-23.1-001-2017
<i>Примечание.</i> П — специализированное ремонтное предприятие; К — капитальный ремонт на предприятии; С — средний ремонт; Т — текущий ремонт; М — между ремонтами			

5.3. Методы и средства диагностики системы собственных нужд энергообъектов

При диагностике СН параметры оборудования можно классифицировать по методам их определения на следующие группы:

1. Измеряемые параметры:

- токи металлических КЗ в сети СН;
- сопротивление изоляции ЭП и КЛ;
- сопротивление цепи между заземленными установками и элементами заземленной установки;
- температура контактных соединений;
- распределение токов по фазам потребителей.

2. Параметры, определяемые расчетным способом:

- токи дуговых КЗ;
- ожидаемый ток отключения, который способен отключать ЗА при установленном напряжении в предписанных условиях эксплуатации и поведения (отключающая способность);
- кратность минимального значения тока КЗ в защищаемом ЗА участке сети к номинальному току ПП или уставке ЭМР АВ, при которой обеспечивается его надежное срабатывание (чувствительность);
- карта селективности с времятоковыми характеристиками ЗА нескольких ступеней защиты с указанным диапазоном токов КЗ (селективность);
- пусковые токи нагрузки и координация их характеристик с времятоковыми характеристиками ЗА с целью исключения срабатывания при включении оборудования (отстройка от пусковых токов);
- температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при которой кабель или провод полностью сохраняет свои эксплуатационные характеристики по ТУ или стандарту на кабель или провод (термическая стойкость);
- максимально допустимая температура нагрева токопроводящих жил кабельного изделия, при повышении которой на 20 % оболочка или изоляция кабеля или провода начинает плавиться, выделяя дым, или загорается (невозгораемость).

3. Параметры, используемые при экспериментальном определении технического состояния оборудования СН:

- значения тока и времени срабатывания АВ при прогрузке нормируемым тестирующим током;
- количество отказов при выполнении циклов включения-отключения РП;
- сила контактного нажатия РП (при приемке);
- диапазон напряжений СН (от минимального до номинального), при котором сохраняется работоспособность АВ.

При диагностике СН должны быть выполнены следующие виды работ.

1. Визуальный осмотр и корректировка исполнительной схемы.
2. Проверка наличия цепи между заземленными установками и элементами заземленной установки.
3. Измерение сопротивления изоляции проводов и кабелей.
4. Проверка согласования параметров цепи «фаза — нуль» («фаза — фаза» при линейном напряжении 0,23 кВ) с характеристиками аппаратов защиты.
5. Определение технического состояния автоматических выключателей напряжением до 1000 В.
6. Проверка проводов и кабелей на термическую стойкость и невозгораемость при КЗ.
7. Проверка распределения нагрузок по фазам потребителей и соответствия сечения кабелей и проводов длительно допустимым токам.
8. Проверка контактных соединений и плавких вставок на нагрев.
9. Проверка селективности работы аппаратов защиты.
10. Определение технического состояния устройства АВР.

5.4. Визуальный осмотр и корректировка схемы собственных нужд

Визуальный осмотр проводится для проверки соответствия электроустановок СН действующей НТД и проектной документации. Основная цель визуального осмотра — обнаружение явных дефектов при внешнем осмотре оборудования СН. Выявленные при визуальном осмотре дефекты рекомендуются

ся документально подтверждать путем фотографирования мест их расположения и заносить в Протокол №1 (рис. 5.1) визуального осмотра и Дефектную ведомость Технического отчета.

Пример 1

Дефекты, обнаруженные при визуальном осмотре.

1. Сечения жил распределительных КЛ ЩСН не соответствуют уставкам ТР автоматических выключателей, которыми они защищаются: сек. 2 — авт. №3, №5, №11; сек. 3 — авт. №1, №3, №6, №9, №10; пан. 2 — пред. №3, №4, №5, №7, №8; пан. 3 — пред. №5, №6.

2. Для защиты 4-х проводного фидера №8 (1 секция ЩСН, панель 2, предохранитель №8) используются плавкие предохранители с разными номинальными токами.

3. В одних и тех же цепях в качестве соседних ступеней защиты используются плавкие предохранители разных типов (ПР-2, ПН-2 и НПН-2), что приводит к нарушению селективности из-за пересечения их времятоковых характеристик.

4. Вводной АВ секций 2, 3 ЩСН (питание от трансформатора ТСН-2) и секционный АВ не имеют ТР и ЭМР, вводная КЛ и главные шины 2 и 3 секций ЩСН не имеют защиты от сверхтоков.

5. Распределительные кабельные линии ЩСН не имеют маркировки.

В Техническом отчете приводится краткая характеристика сети переменного тока с указанием типа системы заземления (TN-C, TN-C-S).

Пример 2

Краткая характеристика электросети переменного тока.

1.1. Источник питания.

Электропитание I секции ЩСН осуществляется от ТСН-1 Y/Y, мощностью 250 кВА, подключенного к панели 4 от 2-й секции ЗРУ-6 кВ.

Электропитание II и III секций ЩСН осуществляется от ТСН-2 Y/Y, мощностью 250 кВА, подключенного к панели 2 от 4-й секции ЗРУ-6 кВ.

1.2. Щит собственных нужд 0,4 кВ.

ЩСН разделен на 3 секции, получающие питание от ТСН-1 (ввод ТСН-1) и от ТСН-2 (ввод ТСН-2).

Ввод ТСН-1 к I секции ЩСН защищен предохранителями типа ПН2-400 с плавкой вставкой 400 А. Вводные АВ II и III секций ЩСН (питание от ТСН-2) и секционный АВ не имеют расцепителей.

1.3. Основные электроприемники ЩСН являются:

- выпрямительные устройства ВАЗП-1 и ВАЗП-2;
- щитки освещения (ЩО);
- щитки силовые (ЩС);
- аварийное освещение ПС;
- блок сигнализации потери питания (СПП);
- системы телемеханики и связи;
- сварочные посты;
- система обогрева приводов МВ и отопления зданий ПС.

1.4. Токораспределительная сеть.

Токораспределительная сеть выполнена проводами и кабелями типа: АВбШВ, АВВГ, ВВГ, НРГ, ВРГ и АВРГ.

1.5. Коммутационная аппаратура и аппараты защиты от сверхтоков.

Для коммутации и оперативных переключений используются рубильники на номинальные токи 400 и 630 А.

Защита кабелей, проводов и электрооборудования от сверхтоков осуществляется АВ типа АЕ2046, АП50-3МТ, АВВ, ИЭК ВА47-29, Shneider Electric, MG multi 9 с характеристикой С на номинальные токи 16–63 А, а также предохранителями типа ПН2 с плавкими вставками 10–400 А.

1.6 Система заземления.

Система заземления питающей электросети выполнена по типу TN-C.

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 1
визуального осмотра системы собственных нужд

Проверка соответствия электроустановок нормативной и проектной документации.

Наименование составных элементов электроустановки СН	Нормативная документация и перечень пунктов, устанавливающих требования и значения проверяемых характеристик	Результат осмотра
1. Щитовые помещения	ПУЭ: 1.1.33-1.1.36; 7.1.28-7.1.31	Соответствует (не соответствует) НТД
2. Распределительные устройства напряжением до 1000 В	ПУЭ: 4.1.3, 4.1.4, 4.1.6, 4.1.7, 4.1.12 – 4.1.14, 4.1.21 – 4.1.23	
2.1. Вводные и вводно-распределительные устройства (ВУ, ВРУ)	ПУЭ: 4.1.12 – 4.1.14, 4.1.21 – 4.1.23, 7.1.17 – 7.1.19, 7.1.21, 7.1.22	
2.2. Главные и вторичные распределительные щитки: групповые, этажные, квартирные	ПУЭ: 7.1.26, 7.1.51, 7.1.53	
2.3. Щиты и щитки для питания фасадов, наружного освещения, противопожарных устройств, систем диспетчеризации, световых указателей и огней светового ограждения, звуковой и другой сигнализации, силовых установок	ПУЭ: 1.8.34 (п.1); 4.1.3; 4.1.4; 4.1.6; 4.1.7; 4.1.11; 4.1.12-4.1.14; 4.1.21-4.1.23; 6.3.15-6.3.24; 7.1.22-7.1.28; 7.1.31; 7.1.34; 7.1.57.	
3. Устройства автоматического включения резервного питания (АВР)	ПУЭ: 3.3.32, 7.2.14, 7.2.15	
4. Вторичные цепи	ПУЭ: 1.8.34 (п.1.2.6); 3.4.4; 3.4.5 (п.п. 1, 4); 3.4.7; 3.4.9; 3.4.10; 3.4.12-3.4.14; 3.4.16	
5. Измерительные трансформаторы	ПУЭ: 1.5.16, 1.5.18, 1.5.23, 1.5.36, 1.5.37	
6. Приборы учета электроэнергии	ПУЭ: 1.5.15; 1.5.27; 1.5.29-1.5.31; 1.5.33; 1.5.35-1.5.38; 7.1.59-7.1.66	
7. Аппараты защиты (защиты электрических сетей до 1 кВ)	ПУЭ: 1.8.34(п.п. 1,3); 3.1.5-3.1.8; 6.1.34; 7.1.24- 7.1.26.	
8. Электропроводки (питающие, распределительные и групповые сети)	ПУЭ: 1.8.34(п.1); 2.1.14-2.1.17; 2.1.21-2.1.24; 2.1.26; 2.1.28-2.1.30; 2.1.35; 2.1.37-2.1.40; 2.1.42- 2.1.45; 2.1.47; 2.1.49; 2.1.50; 2.1.52; 2.1.54-2.1.61; 2.1.63; 2.1.64; 2.1.66-2.1.79; 7.1.21; 7.1.32- 7.1.45	

Рис. 5.1. Протокол №1

Наименование составных элементов электроустановки СН	Нормативная документация и перечень пунктов, устанавливающих требования и значения проверяемых характеристик	
9. Кабельные линии внутри зданий	ПУЭ: 1.3.15; 1.3.16; 1.8.37 (п.п.1,2,7,13); 2.3.18; 2.3.20; 2.3.21; 2.3.23; 2.3.33; 2.3.40; 2.3.42; 2.3.48; 2.3.52; 2.3.65; 2.3.71; 2.3.72; 2.3.75; 2.3.109; 2.3.110; 2.3.120; 2.3.123; 2.3.124; 2.3.134; 2.3.135; 7.1.34; 7.1.42-7.1.44	
10. Внутреннее освещение: осветительная арматура и патроны, электроустановочные изделия	ПУЭ: 6.1.10-6.1.14; 6.1.16-6.1.44 6.6.1- 6.6.31; 7.1.46-7.1.54	
10. Заземляющие устройства	ПУЭ: 1.7.33; 1.7.35; 1.7.38; 1.7.39; 1.7.42; 1.7.44; 1.7.46; 1.7.47; 1.7.55; 1.7.61-1.7.64; 1.7.71-1.7.76; 1.7.78; 1.7.79; 1.7.80-1.7.88; 1.7.90-1.7.98; 1.8.36; 7.1.67-7.1.69; 7.1.87; 7.1.88	
11. Маркировка элементов электроустановки, буквенно-цифровые и цветные маркировки токоведущих проводников, нулевых рабочих и защитных проводников, выводы аппаратов	ПУЭ: 3.1.7, 3.4.9, 4.1.3, 4.1.11, 1.1.28 – 1.1.30	

Замечания:

Заключение:

Испытания провели:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 5.1. Протокол №1

Проверку (корректировку) исполнительной схемы проводят при визуальном осмотре оборудования СН. В соответствии с требованиями НТД [24] на каждом предприятии должен храниться комплект технической документации, в состав которой входят общие схемы электроснабжения, составленные по предприятию в целом и по отдельным цехам и участкам.

Все изменения в электроустановках, вносимые в процессе эксплуатации, должны отражаться в схемах немедленно за подписью лица, ответственного за электрохозяйство, с указанием его должности и даты внесения изменения. Сведения об изменениях в схемах должны доводиться до всех работников (с записью в оперативном журнале), для которых обязательно знание этих схем. Комплект необходимых схем электроснабжения должен находиться у лица, ответственного за электрохозяйство на его рабочем месте. Комплект оперативных схем электроустановок данного цеха, участка и связанных с ним электрически других цехов, участков должен храниться у дежурного по цеху, участку.

Основные схемы вывешиваются на видном месте в помещениях данной электроустановки. Наличие исполнительных схем электроснабжения также необходимо при проведении электроналадочных работ, например, при выборе уставок ЗА, при измерении сопротивления изоляции и т.д.

Приведение схем электроснабжения переменным током в соответствие с фактическими эксплуатационными схемами является одним из важных этапов диагностики СН. В результате проведения работ по диагностированию должна быть составлена (проверена и скорректирована) однолинейная схема электроснабжения СН переменным током, составлены схемы групповых щитков и таблиц потребителей. Исполнительную схему следует использовать при проведении расчетов токов КЗ.

Исполнительная схема должна включать в себя электрические схемы цепей СН: ЩСН, распределительных и групповых щитков, КРУЭ, ОРУ, аварийного освещения. На исполнительной схеме должны быть указаны:

- трансформаторы СН, их тип, мощность, схема соединения обмоток;
- узлы учета, их тип, заводской номер;
- трансформаторы тока узлов учета, их тип, паспортные характеристики (номинальное напряжение, номинальные токи первичной и вторичной обмоток, класс точности);
- щитовые приборы (вольтметры, амперметры), их тип, пределы измерений, класс точности;
- ЗА, их тип, с указанием номинального тока контактов, уставок ТР, ЭМР или полупроводниковых расцепителей и времени задержки их срабатывания (если они предусмотрены);
- КА без защитных функций (рубильники, разъединители), их тип, номинальный ток контактов;
- положение (Вкл., Откл.) всех ЗА и КА;
- шины, провода и кабели, их тип, сечения и длина;
- устройства защиты от импульсных перенапряжений, их тип, паспортные параметры;
- обозначение потребителей ЩСН, названия защит и их участков;
- тип и мощность блоков аварийного освещения;

Графическое отображение элементов электрической схемы должно осуществляться в соответствии с НТД [5, 6]. Примеры исполнительных схем СН приведены на рис. 5.1–5.2. При анализе исполнительной схемы СН следует обращать внимание на:

- наличие не менее 2 ТСН;
- секционирование шин ТСН секционными выключателями 0,4 кВ;
- наличие АВР в ЩСН и АВР для наиболее ответственных потребителей (АСУ ТП, ШАОТ, пожарные насосы);
- наличие ЗА во всех отходящих от ЩСН распределительных линиях;
- соответствие уставок ЗА сечениям защищаемых ими КЛ и ЭП;
- наличие устройств защиты от импульсных перенапряжений.

Однолинейная схема электроснабжения собственных нужд ПС №809

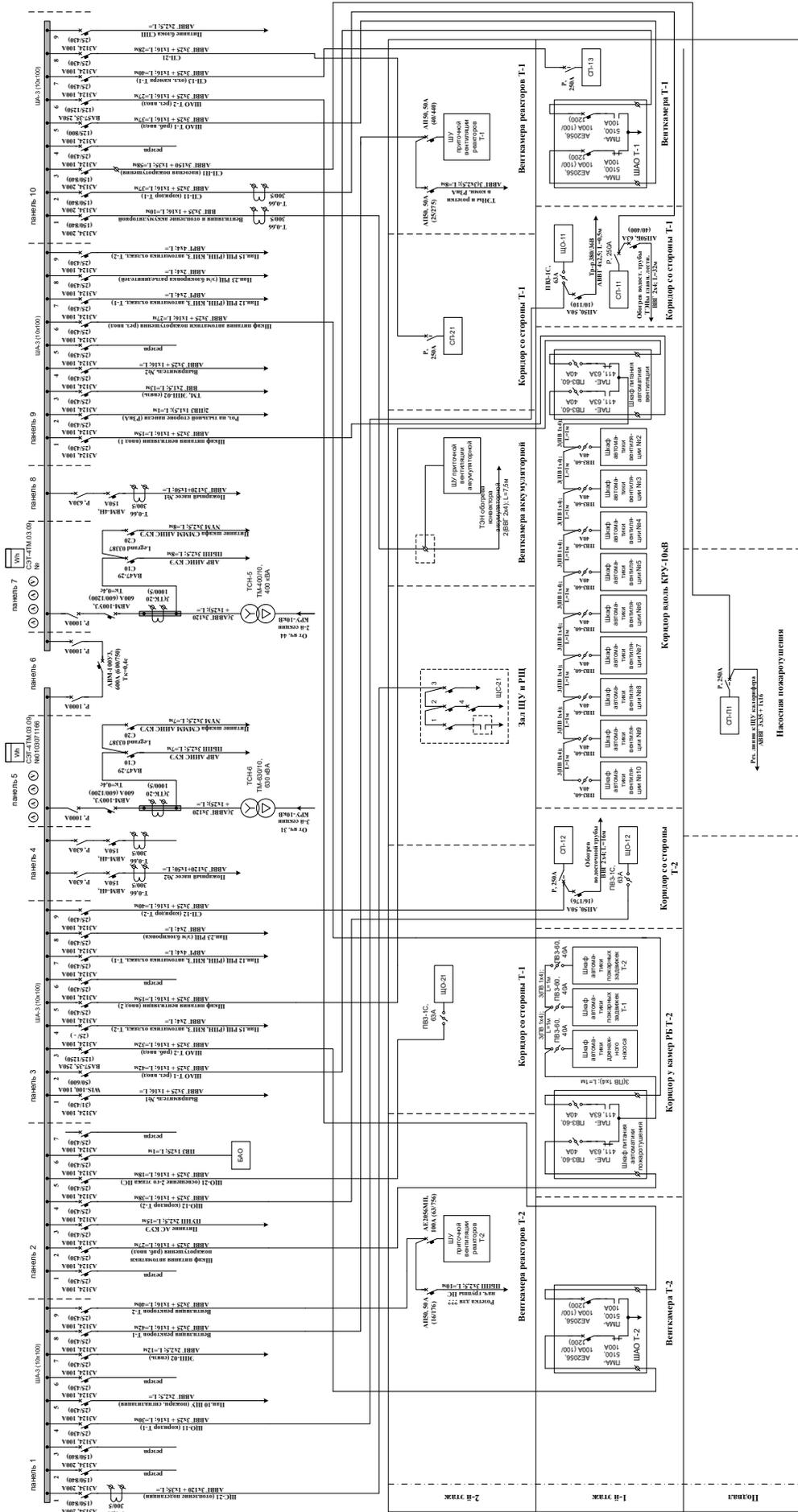
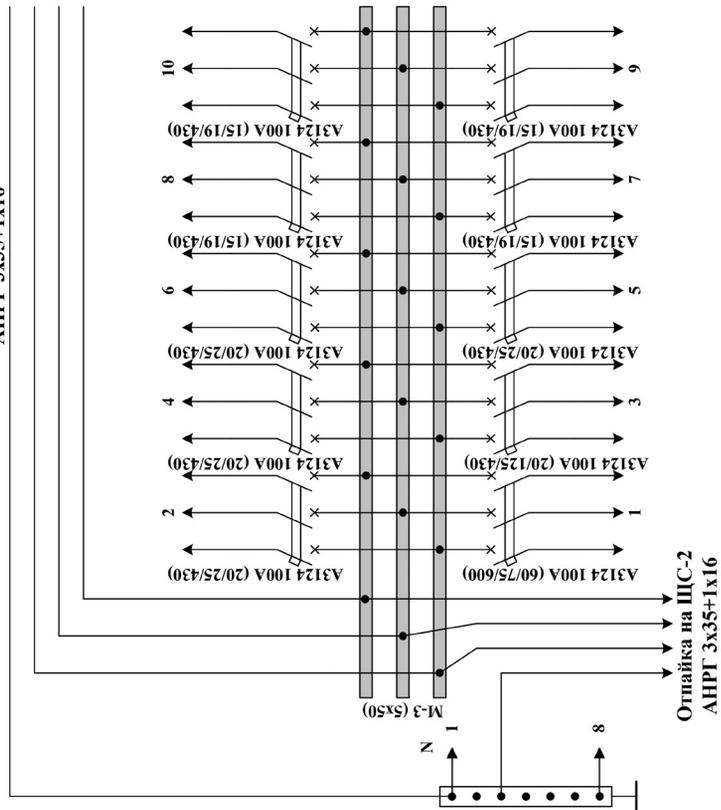


Рис. 5.2. Исполнительная однолинейная схема электроснабжения СН подстанции переменным током напряжением 0,4 кВ

**Сборка вентиляции ПС
(подвал, вентиляционная)**

Фидер от ПСН, п.216, авт. №2,
АНРТ 3х35+1х16



Сборка вентиляции ПС

№ авто-мат	Тип автомата	Марка и сечение проводов (шин)		Потребители
		подводящих	отходящих	
1	A 3124 100A (60/75/600)	M-3 (5x50)	ВВГ 3x35+1x16	ЩВ 1-4 в КРУ-10 кВ
2	A 3124 100A (20/25/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	Шкаф вентиляции реакторов. №7
3	A 3124 100A (20/125/430)	M-3 (5x50)	КГ 3x6+1x4	Шкаф вентиляции реакторов. №5
4	A 3124 100A (20/25/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	Шкаф вентиляции реакторов. №3
5	A 3124 100A (20/25/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	Шкаф вентиляции реакторов. №1
6	A 3124 100A (20/25/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	АВС-23
7	A 3124 100A (15/19/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	Магнитный пускатель АВС-3 на отгм -4.00
8	A 3124 100A (15/19/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	АВС-24
9	A 3124 100A (15/19/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	Магнитный пускатель ПС-13 на отгм +0.55
10	A 3124 100A (15/19/430)	M-3 (5x50)	АВВГ 3x6+1x4	Магнитный пускатель ПС-11 на отгм +0.55

Рис. 5.3. Электрическая схема щитка 0,4 кВ и таблица потребителей

5.5. Проверка наличия цепи между заземленными установками и элементами заземленной установки

Проверка производится с целью определения целостности и непрерывности защитных проводников от измеряемого объекта до заземлителя или магистрали заземления и проводников выравнивания потенциалов, определения сопротивления измеряемого участка защитной цепи и с целью измерения (или отсутствия) напряжения на заземленных корпусах проверяемого оборудования в рабочем режиме.

Качество электрических соединений проверяется осмотром, а сварочных соединений ударами молотка (кувалды) с последующими измерениями цепи.

Измерения сопротивления производятся между любой открытой проводящей частью и ближайшей точкой главного проводника системы уравнивания потенциалов. Защитные проводники включают металлические электротехнические трубы, металлические оболочки кабелей.

В соответствии с требованиями ПТЭЭП (приложение 3 п. 28.5) при проверке наличия цепи между заземлителями и заземленными элементами не должно быть обрывов и неудовлетворительных контактов в проводке, соединяющей корпуса электрооборудования или нулевой провод с заземлителями. Переходное сопротивление не нормируется, но должно быть не выше 0,05 Ом.

Проверка производится при каждой перестановке оборудования и после каждого ремонта заземлителей. Для оценки результата измерений при необходимости определяется сопротивление расчетным путем. Измеренное значение не должно превышать расчетное более чем в 1,2 раза.

Для проверки рекомендуется использовать измерительный комплекс КДЗ-1 (ООО «Компания ЭМС») и токоизмерительные клещи, например, АРРА 30R. Измерения проводятся в соответствии со схемой, представленной на рис. 5.4.

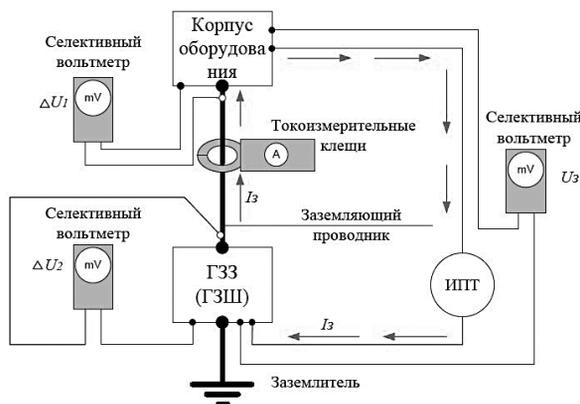


Рис. 5.4. Схема проверки цепи между заземленными установками и элементами заземленной установки

Проверка производится в следующем порядке:

— к главному заземляющему зажиму (ГЗЗ) или главной заземляющей шине (ГЗШ) подключается один из проводов источника переменного тока ИПП, другой провод ИПП подключается к открытой проводящей части (корпусу проверяемого оборудования);

— к этим же точкам подключается селективный вольтметр;

— на заземляющий проводник одеваются токоизмерительные клещи типа АРРА 30 R;

— токоизмерительными клещами фиксируются значение тока I_3 , протекающего по заземляющему проводнику и разность потенциалов U_3 между точками присоединения;

— наличие тока в заземляющем проводнике свидетельствует о наличии цепи между заземляемым оборудованием и заземляющим устройством, отсутствие тока — о нарушении целостности заземляющего проводника (обрыве);

— сопротивление измеряемого участка защитной цепи (заземляющего проводника вместе с переходными сопротивлениями контактов) определяется выражением:

$$R_3 = U_3 / I_3;$$

— селективным вольтметром проводятся измерения падения напряжения ΔU_1 на контакте №1 (корпус оборудования — жилы заземляющего проводника) и ΔU_2 на контакте №2 (ГЗЗ — жилы заземляющего проводника), переходные сопротивления контактов определяются из выражения:

$$R_{П1} = \Delta U_1 / I_3; R_{П2} = \Delta U_2 / I_3.$$

По результатам измерений оформляется Протокол № 2 (рис. 5.5).

5.6. Измерение сопротивления изоляции проводов, кабелей, обмоток электрических машин и аппаратов

В соответствии с требованиями ПТЭЭП (табл. 37, приложение 3.1) сопротивление изоляции электропроводки, в том числе осветительной сети, должно быть не менее 0,5 МОм. Измерения сопротивления изоляции в особо опасных помещениях и наружных установках производятся 1 раз в год. В остальных случаях измерения производятся 1 раз в 3 года. При измерениях в силовых цепях должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности микроэлектронных и полупроводниковых приборов. В осветительных сетях должны быть вывинчены лампы, штепсельные розетки и выключатели присоединены. Измерения проводятся мегаомметром на 1000 В.

Если электропроводки, находящиеся в эксплуатации, имеют сопротивление изоляции менее 0,5 МОм, то заключение об их пригодности делается после их испытания переменным током промышленной частоты напряжением 1 кВ. В соответствии с ПТЭЭП (п.3.5.22) испытание напряжением 1000 В промышленной частоты может быть заменено измерением одноминутного значения сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции распределительных устройств, щитов и токопроводов не должно быть менее 1 МОм при напряжении мегаомметра 1000 или 2500 В.

Сопротивление изоляции вторичных цепей распределительных устройств, цепей управления, защиты, автоматики и телемеханики должно быть не менее 1 МОм при напряжении мегаомметра 1000 или 2500 В.

В соответствии с требованиями ПТЭЭП (п.23, приложение 3) сопротивление изоляции обмоток статора электродвигателей переменного тока напряжением до 1000 В должно быть не менее 1 МОм при температуре 10÷30 °С и 0,5 МОм при температуре 60 °С. Измерения для электродвигателей напряжением до 500 В производятся мегаомметром на 500 В, для электродвигателей напряжением до 1000 В — мегаомметром на 1000 В.

В соответствии с требованиями ПТЭЭП (п.6, приложение 3) сопротивление изоляции силовых кабельных линий напряжением до 1000 В должно быть не ниже 0,5 МОм. Измерение сопротивления изоляции кабелей сечением до 16 мм² (за исключением бронированных) производится мегаомметром на 1000 В, а свыше 16 мм² — мегаомметром на 2500 В (измерения проводятся в течение 1 мин).

При измерении сопротивления изоляции проводов и кабелей совместно с автоматическими выключателями или УЗО, сопротивление изоляции должно быть не менее 2 МОм.

Перед проведением измерений необходимо произвести следующие подготовительные работы.

1. Отключить проверяемый участок с помощью разъединителя, автоматического выключателя или плавкого предохранителя (при измерении участков между групповыми электрощитами отключить вводную коммутационную аппаратуру с двух сторон, при отсутствии вводных автоматов должны быть отключены все автоматы в групповых щитках).

2. Проверить отсутствие напряжения со стороны измеряемого объекта с помощью светового индикатора наличия напряжения или мультиметра, для этого необходимо произвести следующие операции:

— предварительно проверить исправность индикатора (мультиметра) путем измерения напряжения на участке электрической цепи, заведомо находящейся под напряжением;

— проверить отсутствие напряжения.

3. Провести мероприятия, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры (установить изолирующие прокладки на ножи разъединителей, вынуть плавкие вставки, закрыть на замки двери электрощитов, повесить запрещающие плакаты на органы управления выключателей, поставить наблюдающего у отключенной коммутационной аппаратуры с помощью которой в любой момент времени на испытываемый участок провода (кабеля) может быть подано напряжение).

4. Отключить все электроприемники, питающиеся от провода (кабеля), сопротивление изоляции которого измеряется. Для этого необходимо произвести следующие операции:

— при измерении изоляции в осветительных сетях необходимо вывинтить лампы, включить выключатели, присоединить штепсельные розетки;

— при измерении в силовых сетях необходимо отключить электродвигатели, приборы, аппараты и т.д.

5. Принять следующие меры для уменьшения погрешностей при проведении измерений:

— для присоединения мегаомметра к испытываемому объекту необходимо использовать гибкие провода с изолирующими наконечниками и ограничивающими кольцами;

— длина проводов должна быть по возможности меньшей, мегаомметр следует располагать как можно ближе к объекту измерений;

— поверхность между зажимами прибора необходимо содержать чистой, так как загрязнение ее может привести к дополнительной погрешности.

В соответствии с гл. 1.8.37 п.п.3.1 (ПУЭ, 7-е изд.) необходимо проводить измерения сопротивления изоляции АВ на номинальный ток 400 А и более. Проверка сопротивления изоляции главной цепи вновь вводимых АВ проводится в соответствии с требованиями [16, 17].

После установки АВ при напряжении постоянного тока около 500 В измеряется сопротивление изоляции:

а) при разомкнутом АВ — между каждой парой выводов, электрически соединенных, когда автоматический выключатель находится в замкнутом положении, в каждом полюсе поочередно;

б) при замкнутом автоматическом выключателе — между каждым полюсом поочередно и остальными полюсами, соединенными между собой;

с) при замкнутом автоматическом выключателе — между всеми полюсами, соединенными между собой, и корпусом вместе с металлической фольгой, соприкасающейся с наружной поверхностью внутренней оболочки из изоляционного материала при ее наличии;

д) между металлическими частями механизма и корпуса;

е) в автоматических выключателях с металлической оболочкой, выложенной изнутри изоляционным материалом, между корпусом и металлической фольгой, соприкасающейся с внутренней поверхностью этой обшивки из изоляционного материала, в том числе втулками и аналогичными приспособлениями.

Замеры а), б) и с) выполняются после подсоединения к корпусу всех вспомогательных цепей.

Термин «корпус» охватывает:

— все доступные металлические части и металлическую фольгу, соприкасающуюся с поверхностью из изоляционного материала, доступные после установки, как в нормальных условиях эксплуатации (часть считается «доступной», если ее можно коснуться испытательным шупом);

— поверхность, на которой монтируется основание автоматического выключателя, покрытую если требуется, металлической фольгой;

— винты и другие средства крепления основания к опоре;

— винты для крепления крышек, которые приходится снимать при монтаже автоматического выключателя и металлические части органов управления.

Если автоматический выключатель снабжен выводом, предназначенным для соединения между собой защитных проводников, этот вывод подсоединяется к корпусу.

Для замеров от б) до е) металлическая фольга накладывается так, чтобы можно было эффективно проверить уплотняющую смесь при ее наличии.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже:

— 2 МОм при замерах а) и б);

— 5 МОм — при остальных замерах.

Результаты измерений оформляются Протоколами №3 и №4 (рис. 5.6 и 5.7).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 3
проверки сопротивления изоляции проводов, кабелей и обмоток электрических машин

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С. Влажность воздуха _____ %. Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные
(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ПУЭ, ПТЭЭП (приложение 3 л. 28)

Рис. 5.6. Протокол №3

1. Результаты измерений

№ п/п	Наименование линий, электрических машин по проекту, рабочее напряжение.	Марка провода, кабеля, кол-во жил сечение провода, кабель. (мм ²)	Напряжение метраметра	Допустимое сопротивление изоляции (МОм)	Сопротивление изоляции, (МОм)									
					L ₁ -L ₂ (A-B)	L ₂ -L ₃ (B-C)	L ₃ -L ₁ (C-A)	L ₁ -N (A-N) (PEN)	L ₂ -N (B-N) (PEN)	L ₃ -N (C-N) (PEN)	L ₁ -PE (A-PE)	L ₂ -PE (B-PE)	L ₃ -PE (C-PE)	N-PE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		
1								
2								
3								

Выводы:

Заключение:

Испытания провели:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Протокол проверил:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Окончание рис. 5.6. Протокол №3

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)

Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____

Объект: _____

Адрес: _____

Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 4
проверки сопротивления изоляции электрических аппаратов

Климатические условия при проведении проверки

Температура воздуха _____ °С. Влажность воздуха _____ %. Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель проверки (испытаний)

(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены проверки (испытания):

_____ гл. 1.8.37 п.п.3.1 (ПУЭ, 7 изд.), ГОСТ Р 50345-92 (МЭК 898-87)

Рис. 5.7. Протокол №4

1. Результаты проверки:

№ п/п	Типовое обозначение аппарата, место установки	Сопротивление изоляции									
		В разомкнутом состоянии					В замкнутом состоянии				
		Допуст. сопротив. изоляции (МОм)	Измеренное (МОм)		Допуст. сопротив. изоляц. (МОм)	Измеренное (МОм)		Допуст. сопротив. изоляц. (МОм)	Измеренное (МОм)		Измеренное (МОм)
A1-A2	B1-B2		C1-C2	A-B		B-C	C-A				
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

2. Проверки проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата проверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 5.7. Протокол №4

5.7. Проверка согласования параметров цепи «фаза — нуль» с характеристиками аппаратов защиты

Измерения однофазных токов короткого замыкания проводятся:

- перед приемкой электроустановок в эксплуатацию;
- в сроки, определяемые графиком планово-предупредительных работ и в процессе текущих ремонтов;
- после капитальных ремонтов электроустановок.

5.7.1. Требования нормативных документов

При защите сетей АВ, имеющими только ЭМР (отсечку), проводимость проводников петли «фаза — нуль» должна обеспечивать ток не ниже уставки тока мгновенного срабатывания, умноженной на коэффициент, учитывающий разброс (по заводским данным), и на коэффициент запаса 1,1.

При отсутствии заводских данных для АВ с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки следует принимать не менее 1,4, а для АВ с номинальным током более 100 А — не менее 1,25.

В электроустановках до 1000 В в соответствии с требованиями ПУЭ (п. 1.7.79) в системах с глухозаземленной нейтралью тока однофазного замыкания на корпус электроприемника должно обеспечиваться нормированное время отключения поврежденного участка цепи ЗА, реагирующим на сверхток при фазном напряжении 220 В — 0,4 с. В цепях питающих распределительные, групповые, этажные и др. щиты или щитки, время отключения не должно превышать 5 с.

В системах с заземленной нейтралью время защитного автоматического отключения питания при замыкании на открытые проводящие части (междуфазном замыкании) в соответствии с ПУЭ (п.п. 1.7.81) не должно превышать 0,8 с при номинальном линейном напряжении $U = 220$ В.

5.7.2. Измерительные приборы

На практике при проведении измерения токов КЗ приборами различных фирм в одной и той же точке сети были получены результаты, отличающиеся друг от друга в несколько (до трех) раз. Достоверность результатов измерений была поставлена под сомнение. Для выяснения причин расхождений были проведены контрольные измерения на нескольких объектах приборами различных отечественных и зарубежных фирм. В таблице 5.2 указаны приборы, которые использовались в экспериментах, и их основные характеристики.

Таблица 5.2

Технические характеристики приборов для измерения сопротивления петли «фаза — нуль»

№ п/п	Название прибора	Производитель	Измеряемые и рассчитываемые параметры	Диапазон измерений, погрешность
1	Многофункциональный тестер электроустановок Fluke 1653	«Fluke Corporation», США и Нидерланды	Напряжения сети (переменное, 50/60 Гц)	Диапазон: 100÷500 В, погрешность: ± (0,8% + 3 знака)
			Полное сопротивление контура	Диапазон/разрешение: 2000 Ом/0,01 Ом
			Вычисление: ожидаемый ток короткого замыкания	Диапазон: 0÷25 кА, погрешность: определяется измерениями погрешности сопротивления контура и сетевого напряжения
2	Измеритель параметров электроустановок Metrel MI 3102H	METREL d.d., Словения	Напряжения сети (переменное, 45÷65 Гц)	Диапазон: 100÷264 В
			Активное сопротивление петли короткого замыкания	Диапазон: 0,24...2000 Ом, погрешность: 0,05xZ _{ЛООРизм} +5 ед. мл. р.). Тестирующий ток 7,5 А, время протекания тока 10÷15 мс
			Расчетное значение ожидаемого тока короткого замыкания	Диапазон: 0÷24,4 кА, погрешность: вычисляется исходя из основной погрешности измерения сопротивления петли КЗ

№ п/п	Название прибора	Производитель	Измеряемые и рассчитываемые параметры	Диапазон измерений, погрешность
3	Измеритель параметров цепей фаза-ноль и фаза-фаза MZC-200	SONEL, Польша	Измерение напряжения переменного тока 50/60 Гц	Диапазон: 0÷440 В, погрешность: (2%и.в.+2ед.мл.раз-ряда)
			Активное сопротивление петли короткого замыкания	Диапазон: 0,24...2000 Ом. Время протекания измерительного тока 10 мс
			Расчетное значение ожидаемого тока короткого замыкания для номинального напряжения сети	Диапазон отображения ожидаемого тока короткого замыкания: 1,15 А...40 кА; погрешность: вычисляется исходя из основной погрешности измерения сопротивления петли короткого замыкания
4	Измеритель параметров электробезопасности Kyoritsu KEW 6011	KYORITSU ELECTRICAL INSTRUMENTS WORKS, LTD, Япония;	Напряжение сети (переменное, 50/60 Гц)	Диапазон: 110÷260В, погрешность: ±2%rdg ±4dgt
			Расчетное значение ожидаемого тока короткого замыкания	Диапазон: 200 А (2,3 А 40 мс); 2000 А (25 А 20 мс); 20 кА (25 А 20 мс)
5	Прибор для измерений параметров электросетей «ВЕКТОР»	ООО НПФ-МИЭЭ, Россия	Напряжения сети (переменное, частотой 50 Гц)	Диапазон: 120÷250 В, погрешность измерения напряжения: 2%
			Модуль комплексного сопротивления петли фаза — ноль	Диапазон: 0,07÷5 Ом, погрешность: 5 %. При тестирующем токе 22 А два периода тока, частотой 50 Гц
			Угол сдвига между током и напряжением	Диапазон: 0÷90 град., погрешность измерения: ±2 град.
			Вычисляемое значение тока короткого замыкания	Диапазон: 44÷3100 А, погрешность значения тока КЗ: 5 %
6	Устройство для проверки характеристик автоматических выключателей «Сатурн-1М»	ЗАО «РАДИУС Автоматика», Россия	Оценка тока короткого замыкания (КЗ) цепи фаза — ноль присоединений 380 В и тока КЗ на шинах 380 В	Пределы основной приведенной погрешности измерений силы тока во всех диапазонах измерения при времени измерения не менее 0,02с ± (1,5 + 3 ед. мл. разр.) ±(1,5 + погрешность ТТ+ 3 ед. мл. разр.)
7	Устройство для тестирования сетей постоянного и переменного тока УИН-3	ООО «Компания ЭМС», Россия	Напряжения сети (переменное/постоянное)	Диапазон: 120÷250 В, погрешность измерения напряжения: 1%
			Модуль комплексного сопротивления петли фаза — ноль	Диапазон: 0,01÷5 Ом, погрешность измерения: 5%. Тестирующий ток 50÷1400 А два периода тока, частотой 50 Гц
			Угол сдвига между током и напряжением	Диапазон: 0÷90 град., погрешность измерения ±2 град.
			Вычисляемое значение тока КЗ	Диапазон: 44÷24000 А Погрешность значения тока КЗ: 5 %

Все применяемые приборы проходили метрологическую поверку, измерения выполнялись строго в соответствии с указаниями в РЭ. Сравнительные измерения были проведены:

- на одной из секций ГРЩ автоматической телефонной станции (АТС);
- на шинах ГРЩ кафедры ТЭВН «НИУ «МЭИ»;
- в конце одного из фидеров, отходящем от ГРЩ кафедры;
- в розетках лаборатории кафедры.

В конце одного из фидеров в последствии устраивалось искусственное КЗ и измерялся ток КЗ. При проведении измерений указанными приборами осуществлялась регистрация токов и напряжений с помощью осциллографа Fluke 199. Для регистрации токов применялись токовые клещи. В экспериментах с искусственным КЗ ток регистрировался с токового шунта.

При измерениях на одной из секций ГРЩ АТС были получены следующие значения тока КЗ, измеренные различными приборами:

- «Сатурн-1М» — 2,5 кА;
- «Fluke-1653» — 1,4 кА;
- «Kyoritsu 6011A» — 1,1 кА;
- «УИН-3» при токе тестирования 330 А — 4,03 кА, а при токе тестирования 470 А — 4,25 кА.

Значение тока КЗ, рассчитанное по осциллограммам (рис. 5.8) при использовании устройства «УИН-3» — 4,3 кА.

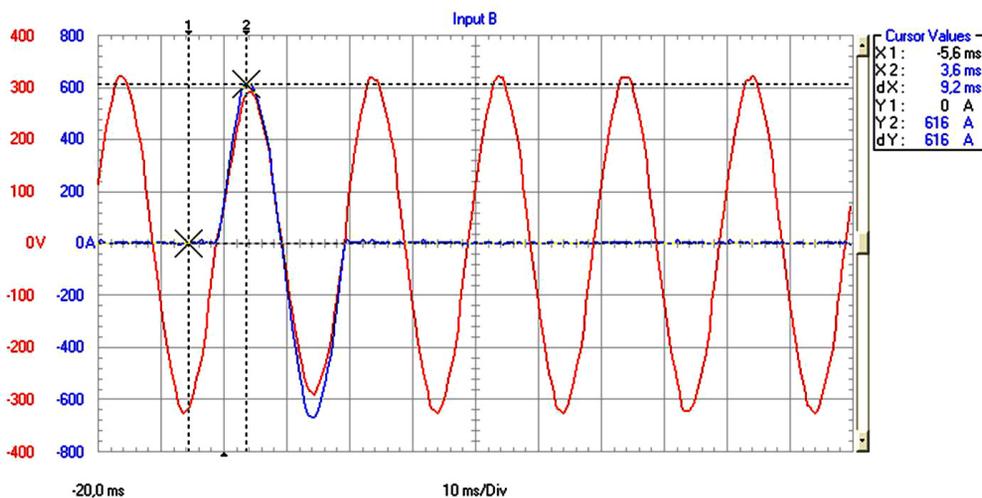


Рис. 5.8. Осциллограммы тока и напряжения при измерении тока КЗ устройством «УИН-3» при использовании 14 ключей ($I_{\text{тест}} = 616 \text{ A}$)

Расчетное значение тока КЗ на шинах ГРЩ, определенное по программе GuSetsAC «Расчет КЗ в электроустановках переменного тока напряжением 0,4 кВ» (имеет регистрацию в Роспатенте), составляет 4,2 кА.

При измерениях на шинах ГРЩ кафедры ТЭВН были получены следующие значения тока КЗ, измеренные различными приборами:

- «MZC-200» — 0,95 кА;
- «MI-3102H CL» — 1,65 кА;
- «Сатурн-1М» — 2,65 кА;
- «Fluke-1653» — 1,2÷1,4 кА;
- «УИН-3» при разных токах тестирования: 50 А — 2,15 кА, 400 А — 3,2 кА, 600 А — 2,95 кА;
- «ВЕКТОР» — 3,1 кА.

На конце одного из фидеров выполненным проводом ПВЗ 2x10 длиной 16 м (с автоматом АВВ Tmax T1B160A в начале и AP50B в конце фидера) было устроено искусственное КЗ. Измерение тока КЗ проводилось по осциллограмме напряжения на калиброванном токовом шунте 0,00025 Ом. Среднее значение тока КЗ при повторении измерений 5 раз составило 1920 А.

Предварительные измерения сопротивления петли «фаза-нуль» в конце фидера проводились приборами Fluke-1653 и УИН-3. По результатам измерений были получены следующие значения:

- Fluke-1653: сопротивление 0,32÷0,38 Ом, а ток КЗ 635÷750 А;
- УИН-3 при различном токе тестирования: при 90 А ток КЗ 2730 А, при 200 А ток КЗ 2270 А, при 400 А ток КЗ 1980 А, при 500 А 1990 А.

При измерениях в розетке были получены следующие значения токов КЗ:

- «MZC-200» — 316÷333 А;
- «MI-3102H CL» — 422 А;
- «Сатурн-1М» — 600 А;
- «Fluke-1653» — 350 А.

Результаты измерений тока КЗ и сопротивления петли в розетке, проведенные с помощью «УИН-3» ($R_{\text{п}}$) при разных токах тестирования, представлены на рис. 5.9.

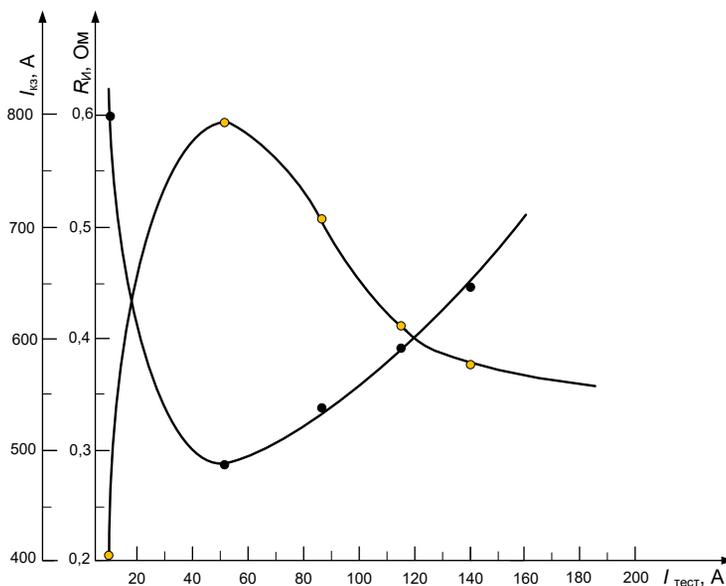


Рис. 5.9. Результаты измерений при различных токах тестирования

Проведенные эксперименты показали, что сомнения в достоверности результатов измерений сопротивления петли «фаза — ноль» и определения токов КЗ приборами различных производителей были правомерны.

Все предлагаемые на рынке приборы для измерений полного сопротивления петли «фаза — ноль» в соответствии с [18] используют способ падения напряжения (метод активного двухполюсника). Напряжение в испытуемой цепи измеряют с включенным и отключенным сопротивлением нагрузки (рис. 5.10). Сопротивление петли «фаза — ноль» рассчитывают по формуле:

$$Z = \frac{U_1 - U_2}{I_R},$$

где Z — полное сопротивление петли «фаза — ноль» [Ом];

U_1 — напряжение, измеренное при отключенном сопротивлении $R_{\text{н}}$ [В];

U_2 — напряжение, измеренное при включенном сопротивлении $R_{\text{н}}$ [В];

I_R — ток, протекающий через сопротивление $R_{\text{н}}$ [А].

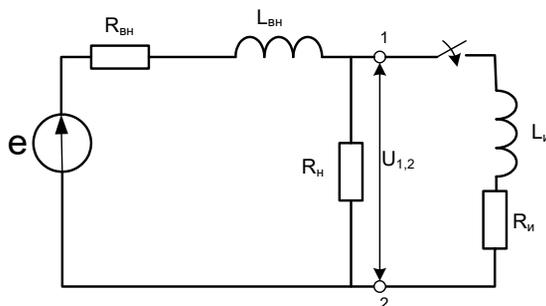


Рис. 5.10. Схема измерения сопротивления петли «фаза — ноль»

По измеренным значениям сопротивления петли «фаза — ноль» и напряжения U_1 прибор рассчитывает значение тока КЗ.

В полное сопротивление петли «фаза — ноль», кроме активного и индуктивного сопротивления проводов, входят также переходные сопротивления главных контактов коммутационных аппаратов и соединений проводников. Из литературы [21] известно, что переходное сопротивление контактов зависит от протекающего через них тока, причем наиболее сильно эта зависимость проявляется до значения тока $50 \div 100$ А (рис. 5.11).

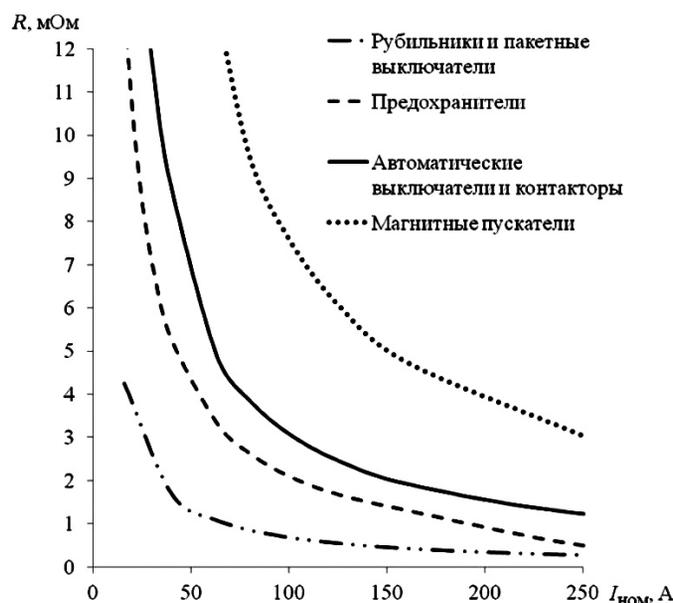


Рис. 5.11. Графики зависимости сопротивлений коммутационных и защитных аппаратов от тока в цепи

Экспериментально полученная зависимость сопротивления петли «фаза — нуль» от величины тока тестирования (рис. 5.9) подтверждает это положение. Окисная пленка и неметаллические включения контактов обуславливают нелинейную зависимость переходного сопротивления от протекающего тока. В связи с этим наиболее достоверные измерения будут при приближении тока микроамметра к рабочему току контактов. Однако микроамметры с током до 10 А дают завышенные показания сопротивления, что может повлечь неоправданную отбраковку контактов. Сомнения по данному поводу нашли отражение в стандарте МЭК 56, регламентирующем минимально допустимое значение измерительного тока 50 А. Нестабильность тока микроамметра вызывает дополнительную погрешность измерения сопротивления, пропорциональную изменению индуктивности цепи и тока за время измерения. Приборы зарубежных производителей и большинства отечественных работают с тестирующим током примерно $10 \div 20$ А, что приводит к низкой достоверности результатов измерений.

В [18] указывается на то, что измерение полного сопротивления петли «фаза — нуль» должно выполняться на частоте, равной номинальной частоте сети и разница между U_1 и U_2 должна быть значительной, чтобы ее зарегистрировать с высокой точностью. При измерении тока КЗ вблизи источника питания (трансформатора) при использовании прибора с малым током тестирования разница между U_1 и U_2 будет незначительной (менее 1 В) и, поэтому, погрешность при ее измерении будет большой. Например, у вольтметра с классом точности 1 при измерении напряжения 220 В приборная погрешность будет составлять 2,2 В.

Некоторые представители фирм-производителей приборов отмечают, что при измерениях важно определять именно полное сопротивление: активную и индуктивную составляющую. У некоторых приборов в результате измерений определяется и выводится на табло угол сдвига между током и напряжением при тестирующем токе.

Рассмотрим, при каких условиях измерение угла сдвига между током и напряжением, а, следовательно, и определение активного и индуктивного (полного) сопротивления необходимо обязательно измерять.

На рисунке 5.12 представлены зависимости отношения реального тока КЗ ($I_{кз}$) к рассчитанному по сопротивлению петли «фаза — нуль» ($I_{пр}$) при измерениях от отношения активного и индуктивного сопротивлений ($R_{и}/(x_{вн} + x_{и})$) для различных значений отношения $R_{вн}/x_{вн}$ (выделено цветом).

Эти зависимости показывают, какая погрешность будет в расчетах токов КЗ по измеренному сопротивлению, если не учитывать угол сдвига между током и напряжением, т.е. при замене полного сопротивления чисто активным. При $R_{вн}/x_{вн} > 1$ погрешность не превышает 30 %. Такое соотношение характерно для точек измерения, удаленных от источника, при относительно небольших токах КЗ. Вблизи источника (трансформатора) погрешность в определении тока КЗ может быть очень большой. При этом расчетное значение тока КЗ будет больше, чем реальный ток КЗ. Результаты измерений в розетках подтверждают это утверждение: токи КЗ у всех приборов отличаются незначительно.

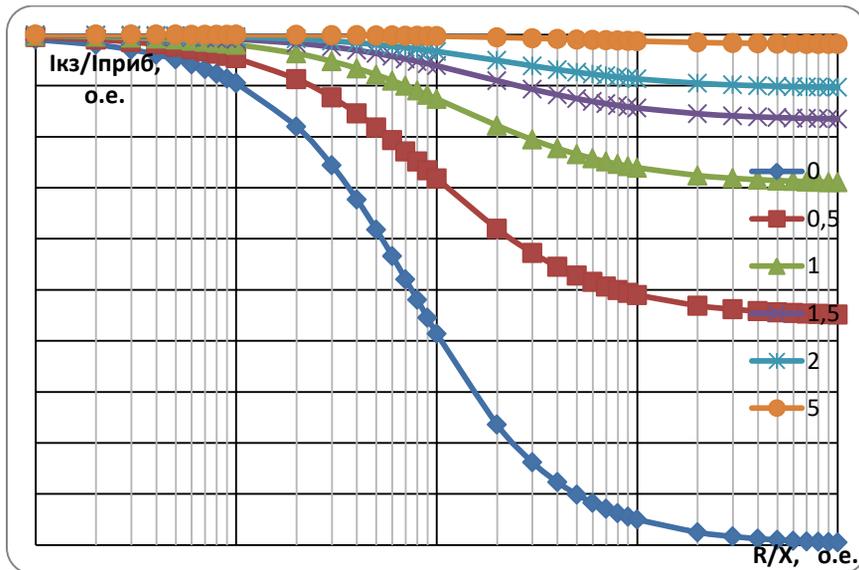


Рис. 5.12. Зависимость погрешности в определении тока КЗ при замене полного сопротивления на активное

Если не учитывается угол сдвига между напряжением и током, то прибор будет показывать завышенное значение тока КЗ. Погрешность тем больше, чем больше реактивная составляющая в полном сопротивлении.

Таким образом, если измерения тока КЗ выполнены неверно (значения тока КЗ занижены вследствие методических ошибок прибора), то чувствительность защиты будет обеспечена (если она обеспечена при измеренных и пересчитанных через дугу значениях $I_{кз}$), но селективность по току может не обеспечиваться (две или более ступеней защиты могут оказаться в общей зоне КЗ, и разнести их уставки по току не представляется возможным) (может сработать предыдущая ступень защиты и отключить целый ряд достаточно ответственных потребителей). В этом случае необходимо обеспечивать селективность по времени, для чего применять автоматические выключатели со специальными («селективными») расцепителями, в которых есть возможность ввода принудительной задержки времени срабатывания защиты со стороны источника питания.

Примечание. В случае, если по результатам измерений (с расчетным учетом сопротивления дуги в месте КЗ) получаются заниженные значения $I_{кз}$, выбор параметров (а именно, уставок по току КЗ) АВ защиты отходящих от ВРУ (ГРЩ, ЩСН) фидеров существенно затруднен. Дело в том, что применение типовых АВ с кратностью уставки по току КЗ, равной $10 \div 12$ в целом ряде подобных случаев не представляется возможным, а время срабатывания расцепителей по току перегрузки (тепловых расцепителей) при низких значениях $I_{кз}$ будет превышать нормативные требования ПУЭ. Выходом в этих случаях является выбор АВ с низкой кратностью уставки по току КЗ (соответствующей измеренному значению $I_{кз}$ в конце защищаемой кабельной линии):

- АВ с полупроводниковым расцепителем, в которых уставка по току КЗ регулируется в диапазоне $1 \div 10$ с определенной дискретностью (как правило, импортного производства и значительной стоимости);
- АВ для длинных линий и дизель-генераторов (также импортного производства, с фиксированной кратностью уставки по току КЗ, равной 5);
- АВ, у которых в заводских условиях уставка по току КЗ может быть выбрана из предлагаемого в каталоге диапазона $\sim (2 \div 10)I_{ном}$

Таким образом, ошибочное измерение значений $I_{кз}$ приводит к необходимости принятия нестандартных проектных решений, которые к тому же не всегда могут быть реализованы.

В случае использования на объекте в качестве резервного источника питания дизель-генератора необходимо помнить, что значения $I_{кз}$ при питании от ДГ могут быть существенно ниже, чем при работе от энергосистемы (при одинаковой мощности трансформаторной подстанции и ДГ значение 3-фазного металлического $I_{кз}$ на выходных клеммах ДГ в 3–4 раза ниже, а при меньшей мощности ДГ это соотношение еще больше. По мере удаления от источника это соотношение несколько нивелируется за счет сопротивления кабельной сети). Исходя из этого, для сборок, которые питаются от сети и могут питаться от ДГ, необходимо уделять оценке чувствительности защиты от КЗ особое внимание.

- Приборы, применяемые для измерения токов КЗ, должны удовлетворять следующим требованиям:
- ток тестирования должен быть не менее 50 А;
 - при определении тока КЗ должен учитываться угол сдвига между напряжением и током.

Перечисленным выше требованиям соответствует прибор УИН-3-1 (рис. 5.13) (ООО «Компания ЭМС», г. Москва). Основные технические характеристики УИН-3-1 приведены в табл. 5.3.



Рис. 5.13. Установка для создания импульсных нагрузок УИН-3-1

Таблица 5.3

Основные технические характеристики УИН-3-1

Наименование параметра	УИН-3-1
1. Номинальное напряжение постоянного тока, В	240
2. Допустимый максимальный ток нагрузки в сети постоянного тока, А	700
3. Длительность ступеней импульсных нагрузок, мс	5 ÷ 10 (одна ступень)
4. Номинальное напряжение сети переменного тока, В	220
5. Допустимый максимальный переменный ток за период, А	500
6. Длительность нагрузки сети переменного тока, мс	20
7. Габариты установки, мм	300×400×200
8. Масса установки в полной комплектации, кг	10

Значения измеренных значений металлических токов КЗ в конце линий пересчитываются к дуговым токам с помощью компьютерной программы GuExpert «Расчет токов короткого замыкания в электроустановках переменного тока напряжением до 1000 В». По результатам измерений и расчетов оформляется Протокол №5 (рис. 5.14).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 5

проверки согласования параметров цепи «фаза – ноль» с характеристиками аппаратов защиты и непрерывности защитных проводников

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха +20°C Влажность воздуха 65 % Атмосферное давление 755 мм.рт.ст.

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные
(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ПУЭ (п. 1.7.79), ПТЭЭП (приложение 3, п. 28.4)

Рис. 5.14. Протокол №5

1. Результаты измерений:

№ п/л	Проверяемый участок цепи, место установки аппарата защиты	Аппарат защиты от сверхтока		Диапазон тока срабатывания расцепителя короткого замыкания, А		Измеренное значение сопротивления цепи «фаза – нуль», Ом			Измеренное (расчётное) значение тока однофазного замыкания, А			Время срабатывания аппарата защиты, С			
		Типовое обозначение	Тип расцепителя	Номин. ток	Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная	L1 (А)	L2 (В)	L3 (С)	L1 (А)	L2 (В)	L3 (С)	Допуст.
1	2	3	4	5	6	7	6	9	10	11	12	13	14		
1.															

2. Измерения проведены приборами:

№ п/л	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

3. При проведении измерений проверено:

- Отсутствие предохранителей и однополюсных выключающих аппаратов в нулевых рабочих проводниках.
- Соответствие плавких вставок и уставок автоматических выключателей проекту и требованиям нормативной и технической документации.
- Качество сварных соединений - ударами молотка, стабилизация разъёмных контактных соединений по II классу в соответствии с ГОСТ 10434-82

Обозначение типов расцепителей:

- В, С, D** – тип мгновенного расцепления по ГОСТ Р 50345-99 времени.
- ОВВ** – максимальный расцепитель тока с обратнo-зависимой выдержкой времени.
- НВВ** – максимальный расцепитель тока с независимой выдержкой времени.
- МД** – максимальный расцепитель тока мгновенного действия.

Выводы:

Заключение: _____

Испытания провели:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность)

_____ (подпись)

_____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 5.14. Протокол №5

5.8. Проверка проводов и кабелей на термическую стойкость и невозгораемость при коротких замыканиях

Термическая стойкость КЛ обеспечивается основной защитой, а невозгораемость — резервной (предыдущей ступени) защитой от сверхтоков. При этом в качестве расчетной точки КЗ принимается та точка на электрической схеме фидера, в которой при КЗ проводник подвергается наибольшему термическому воздействию (для дугового КЗ в начале КЛ или для металлического КЗ — в конце КЛ, выбирается наибольшее из двух значений токов КЗ).

Примечания

1. Для основной защиты фидеров, отходящих от ЩСН, в качестве резервной защиты принимается вводной аппарат защиты от сверхтоков соответствующей секции ЩСН.

2. Если в качестве аппарата основной защиты от сверхтоков установлены плавкие предохранители, то, если они обеспечивают термическую стойкость кабеля, то одновременно обеспечивается и невозгораемость кабеля.

Проверка проводится в следующей последовательности:

— измерение тока металлического КЗ (максимального значения тока КЗ $I_{\text{кз макс}}$) с помощью устройства УИН-3-1 (или расчет по [12]): в начале (на зажимах аппарата защиты) и в конце (на зажимах электропотребителя) КЛ;

— расчет (на базе $I_{\text{кз макс}}$) минимального значения тока КЗ ($I_{\text{кз мин.уст}}$) для установившегося режима дугового КЗ вследствие снижения тока металлического КЗ (для начала кабельной линии) по программе GuExpert с учетом:

— влияния переходного активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ (именно для установившегося режима КЗ);

— увеличения активного сопротивления проводника при нагреве его током КЗ (в соответствии с рекомендациями ГОСТ Р 50270-92 [12]);

— выбор наибольшего значения тока КЗ из 2 значений ($I_{\text{кз терм. макс}}$):

— металлического КЗ в конце КЛ;

— дугового установившегося КЗ в начале КЛ;

— расчет предельно допустимого (по условиям нагрева) времени протекания тока $I_{\text{кз терм макс}}$ с учетом материала, сечения провода и типа его изоляции из условий его *адиабатического нагрева* (т.е. в предположении, что тепло сохраняется внутри токоведущего элемента в течение всего времени КЗ) $t_{\text{доп. адиаб}}$ (в соответствии с рекомендациями [11]) из условия допустимой температуры нагрева токоведущих жил кабеля током $I_{\text{кз терм макс}}$:

для кабелей с ПВХ и резиновой изоляцией:

— 160 °С для расчета термической стойкости кабеля при действии основной защиты;

— 350 °С для расчета невозгораемости кабеля при действии резервной защиты;

для бронированных кабелей с пропитанной бумажной изоляцией (типов СБГ, АСБГ, ААБ, ААшВ):

— 200 °С для расчета термической стойкости при действии основной защиты;

— 400 °С для расчета невозгораемости при действии резервной защиты;

— сравнение величины $t_{\text{доп. адиаб}}$ со временем срабатывания защиты проверяемой электроцепи (основной/резервной — время срабатывания защиты оценивалось по времятоковым характеристикам соответствующих аппаратов защиты). Результат признавался положительным, если максимальное время срабатывания хотя бы одного из расцепителей (ТР или ЭМР) или плавкого элемента предохранителя ($t_{\text{откл макс}}$) не превышало допустимого для проводника времени протекания тока $I_{\text{кз терм макс}}$:

— для случаев получения отрицательных результатов проверки проводилась дополнительная проверка, связанная с учетом передачи в процессе КЗ тепла из проводника в соседние материалы (т.е. из условий *неадиабатического нагрева* проводника) (в соответствии с рекомендациями [8]). При этом допустимое время протекания тока $I_{\text{кз мин.уст}}$ пересчитывалось из условий неадиабатического нагрева по соотношению $t_{\text{откл макс}}/S$, где S — сечение проводника (мм²);

— сравнение скорректированного допустимого времени протекания тока КЗ (доп. неадиаб. со временем срабатывания защиты при токе $I_{\text{кз терм макс}}$;

— в случаях, когда даже учет условий неадиабатического нагрева проводника не давал положительного результата проверки, делался вывод о том, что термическая стойкость/невозгораемость кабеля в случае установившегося КЗ не обеспечивается со всеми вытекающими отсюда последствиями:

— для термической стойкости — размягчение изоляции и ее пластическая деформация (особенно на сгибах, где уже имеются механические напряжения). Таким образом, в ряде мест толщина изоляции снижается, что приводит к снижению надежности изоляции кабеля;

— для невозгораемости — разрывы оболочек и разрушение концевых заделок с возгоранием кабелей.

Результаты проверки термической стойкости и невозгораемости проводов и кабелей оформляются протоколом № 5А (рис. 5.15).

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 5А

проверки проводов и кабелей на термическую стойкость и невосгораемость при коротких замыканиях.

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С. Влажность воздуха _____ % Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные
(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
ПУЭ, ПТЭЭП, ГОСТ 52736-2007, ГОСТ 28895-91

Рис. 5.15. Протокол №5А

1. Результаты проверки:

№ п/п	Место измерения тока КЗ	Величина тока КЗ, (А)		Тип и сечение кабеля, провода	Защитное устройство				Допустим. время протекания тока макс. КЗ (с)	Заключение	
		Метал. в конце линии	Дуговой в начале линии		Тип	Уставка ТР (А)	Уставка ЭМП (А)	Время сраб. ТР (с)			Время сраб. ЭМП (с)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											
2											
3											

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики	Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку	
				Последняя	Очередная			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Протокол проверил:

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Окончание рис. 5.15. Протокол №5А

5.9. Определение технического состояния автоматических выключателей

Основными коммутационно защитными электрическими аппаратами (наряду с плавкими предохранителями, магнитными пускателями и контакторами), используемыми в силовых и осветительных сетях 0,4 кВ являются автоматические выключатели. АВ предназначены для автоматической защиты электрических сетей и оборудования от аварийных режимов (ограничение токов короткого замыкания, токов перегрузки, снижение и исчезновение напряжения, изменение направления тока и др.), защиты людей от поражения электрическим током, а также для оперативной коммутации номинальных токов. Они снабжены расцепителями (тепловыми, электромагнитными или полупроводниковыми), которые срабатывают при возникновении аварийных режимов работы электрических сетей. Для надежной работы АВ в процессе эксплуатации требуется периодическая проверка соответствия времятоковых характеристик расцепителей техническим условиям на АВ конкретной серии и типа.

5.9.1. Методика проверки

В соответствии с ПУЭ 7-е изд. (п.1.8.37, п.п. 3.2) должно проверяться действие расцепителей мгновенного действия (ЭМР). Выключатель должен срабатывать при токе не более 1,1 верхнего значения тока срабатывания выключателя, указанного заводом-изготовителем.

В соответствии с [28, 32] («Проверка действия максимальных, минимальных и независимых расцепителей») работа расцепителей должна соответствовать заводским данным и требованиям обеспечения защитных характеристик.

В соответствии с ПУЭ 7-е изд. в электроустановках, выполненных по требованиям раздела 6, глав 7.1 и 7.2 проверяют АВ всех секционных, вводных, цепей аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 2 % АВ распределительных и групповых сетей.

В других электроустановках испытываются все вводные и секционные АВ, АВ аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 1 % остальных АВ. Проверка производится в соответствии с указаниями заводов-изготовителей. При выявлении выключателей, не отвечающих установленным требованиям, дополнительно проверяется удвоенное количество АВ.

Автоматические выключатели отечественного производства разработки до 1994 г. Проверку ТР рекомендуется проводить при 3÷5 кратным током от значения номинального тока ТР $I_{н.р.}$. Значение номинального тока ТР указывается на шильдике (крышке) АВ. Затем по паспортной времятоковой характеристике АВ определяют диапазон времени срабатывания ТР для данной кратности тока перегрузки.

Как правило, времятоковые характеристики ТР приводятся для холодного состояния при контрольной температуре окружающего воздуха t_k 30 или 40 °С (в некоторых случаях могут быть приведены характеристики для других контрольных температур).

При этом температура окружающего воздуха не должна превышать 40 °С при среднесуточной температуре не более 35 °С.

АВ для эксплуатации при температуре окружающего воздуха выше 40 °С или ниже минус 5 °С, должны быть специально спроектированы для этих условий или использоваться в соответствии с информацией, содержащейся в каталоге изготовителя.

При изменении температуры окружающего воздуха на 10 °С начальный ток срабатывания ТР изменяется на значение, равное ~0,05 номинального тока ТР. При снижении температуры окружающего воздуха $t_{о.с.}$ начальный ток увеличивается, а при повышении снижается. Таким образом, при других температурах окружающей среды за $I_{н.р.}$ принимается $I_{н.р.t}$, которое определяется для требуемой температуры окружающей среды $t_{о.с.}$ по формуле:

$$I_{н.р.t} = I_{н.р.} [1 + 0,005(t_k - t_{о.с.})].$$

Времятоковые характеристики ТР АВ приводятся при протекании тока по всем полюсам автоматического выключателя.

При протекании тока перегрузки по одному полюсу выключателя начальный ток срабатывания ТР увеличивается до 20 %, а при протекании ток перегрузки по двум полюсам для трехполюсного выключателя — до 10 %, т.е.:

$$I_{н.р.n} = I_{н.р.}(n - 1) \cdot 0,1,$$

где n — количество полюсов выключателя.

При наличии обоих факторов за $I_{н.р.}$ принимается $I_{н.р.Σ} = I_{н.р.t} \cdot I_{н.р.n}$.

Необходимость проверки ТР каждого полюса вызывается тем, что при проверке с последовательным соединением полюсов двух и трехполюсных автоматических выключателей не может гарантироваться исправность ТР каждого полюса, а в сетях с заземленной нейтралью возможны однофазные КЗ на землю, когда ток КЗ может быть недостаточен для отключения поврежденного участка цепи ЭМР и отключение тока КЗ в этом случае должно выполняться ТР.

При проверке работоспособности ТР кратность тока проверки должна выбираться такой (по времятоковой характеристике), чтобы время срабатывания ТР было не менее 3–5 с.

Если время срабатывания ТР составляет менее 3–5 с, то необходимая кратность тока для проверки определяется по формуле:

$$I_7^2 \cdot t_7 = I_x^2 \cdot t_x,$$

где I_7, t_7 — семикратный ток и время срабатывания, при этом токе;

I_x, t_x — другая выбранная (необходимая) кратность тока и время срабатывания при этом токе.

ЭМР АВ не должны срабатывать при токе, равным или меньшем 0,8 уставки по току, и должны гарантированно срабатывать при токе равном или больше 1,2 уставки по току. Уставка по току срабатывания (тока отсечки) определяется умножением номинального тока на кратность тока отсечки, указанной на шильдике (крышке) АВ. При проверке АВ, находящихся в эксплуатации, возможно дополнительное отклонение уставок тока срабатывания на значение до 20 % от указанных. В таблице 5.4 приведены допустимые значения максимальных отклонений характеристик ЭМР от заданных уставок для некоторых типов АВ.

Таблица 5.4

Допустимые значения максимальных отклонений характеристик ЭМР от заданных уставок

Автоматические выключатели	Допустимое отклонение уставки ЭМР, %
A3120	± 20
A3130, A3140	± 15
3,5 I_H	± 15
8,0 I_H	± 20
11,0 I_H	От –30 до 15
AE2000	± 15
A3700	± 20
AK63	От –15 до 20
ВА	± 20
АВМ	± 10

Время срабатывания ЭМР некоторых типов АВ до 1994 г. выпуска приводится в справочниках.

Автоматические выключатели модульного исполнения. В соответствии с [16] времятоковые характеристики АВ модульного исполнения должны отвечать требованиям, представленным в табл. 5.5 в зависимости от типа характеристики типа (В, С или D).

Таблица 5.5

Условия проверки времятоковых характеристик автоматических модульного типа

№	Тип	Испытательный ток	Начальное состояние	Время расцепления (или нерасцепления)	Требуемый результат	Примечание
1	В, С, D	1, 13 $I_{нр}$	Холодное*	$t \leq 1$ ч (при $I_{нр} \leq 63$ А) $t \leq 2$ ч (при $I_{нр} > 63$ А)	Без расцепления	—
2	В, С, D	1,45 $I_{нр}$	Сразу же после испытаний**	$t < 1$ ч (при $I_{нр} \leq 63$ А) $t < 2$ ч (при $I_{нр} > 63$ А)	Расцепление	Непрерывное нарастание тока в течение 5 с
3	В, С, D	2,55 $I_{нр}$	Холодное	1 с < t < 60 с (при $I_{нр} \leq 32$ А) 1 с < t < 120 с (при $I_{нр} > 32$ А)	Расцепление	—

* Термин «холодное состояние» означает, что при контрольной температуре калибровки ток предварительно не пропускают.

** В особых случаях 50 $I_{нр}$.

№	Тип	Испытательный ток	Начальное состояние	Время расцепления (или нерасцепления)	Требуемый результат	Примечание
4	B C D	$3 I_{нр}$ $5 I_{нр}$ $10 I_{нр}$	Холодное	$t \geq 0,1 \text{ с}$	Без расцепления	Ток создается замыканием вспомогательного выключателя
5	B C D	$5 I_{нр}$ $10 I_{нр}$ $50 I_{нр}$	Холодное	$t < 0,1 \text{ с}^*$	Расцепление	Ток создается замыканием вспомогательного выключателя

5.9.2. Приборы для проверки автоматических выключателей

Для проверки ТР и ЭМР АВ рекомендуется использовать комплектное испытательное устройство (КИУ), например, «САТУРН-М1» (ЗАО «РАДИУС Автоматика», г. Зеленоград) с диапазоном испытательного тока $0 \div 2500 \text{ А}$ и до $12\,000 \text{ А}$ с дополнительным силовым блоком. Для проверки АВ с электронными расцепителями рекомендуется применять устройство УПТР-3МЦ (ООО «НПФ «Энергострой», г. Москва) с диапазоном испытательного синусоидального тока частотой 50 Гц $0 \div 25000 \text{ А}$.

АВ должен быть отбракован и заменен аналогичным в следующих случаях:

- при токе несрабатывания происходит расцепление;
 - при токе срабатывания расцепление не происходит;
 - АВ срабатывает, но точка (время, ток) не попадает в допустимый интервал времени срабатывания.
- Результаты проверки оформляются Протоколом №6 (рис. 5.16).

* Для модульных АВ российского производства время расцепления ЭМР равно $0,02 \text{ с}$.

Примечание. Для выключателей типа D рассматривается возможность дополнительного испытания для промежуточных значений между п. 4 и 5.

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)

Заказчик: _____

Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
 Действительно до: _____

Объект: _____

Адрес: _____

Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 6
проверки автоматических выключателей напряжением до 1000 В

Климатические условия при проведении проверки

Температура воздуха _____ °С. Влажность воздуха _____ %. Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель проверки (испытаний)

(приём-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены проверки (испытания):

2. Результаты проверки:

№ п/п	Обозначение по схеме, место установки новки	Типовое обозначение (маркировка)	Типы расцепителей		Заданная выдержка времени (для катодов В, С)	Номинальный ток (А)	Уставка расцепителей (А)		испытательный ток, (А)	Проверка расцепителя				Закончение
			перезузки	короткого замыкания			перезузки	короткого замыкания		Длительность приложенного испытательного тока (С)	Ток срабатывания расцепителя (А)	Длительность приложенного испытательного тока (С)	Ток срабатывания расцепителя (А)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Рис. 5.16. Протокол №6

3. Проверки проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические ха- рактеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной. метрологи- ческой службы, проводивший по- верку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		

Обозначения:

3. Типы расцепителей:

ОВВ – максимальный расцепитель тока с обратно-зависимой выдержкой времени.

НВВ – максимальный расцепитель тока с независимой выдержкой времени.

МД – максимальный расцепитель тока мгновенного действия.

В, С, D и т.д. – тип мгновенного расцепителя по ГОСТ Р 50345.1-99, IEC 898

Выводы:

Заключение:

Испытания провели:

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

Протокол проверил:

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

Окончание рис. 5.16. Протокол №6

5.10. Проверка распределения нагрузок по фазам потребителей и соответствия сечения кабелей и проводов длительно допустимым токовым нагрузкам

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева. Допустимые длительные токи для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуров с резиновой изоляцией и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках приведены в табл. 1.3.4–1.3.11 ПУЭ.

В соответствии с пп. 1.8.37 ПУЭ неравномерность распределения токов по жилам (фазным проводникам) кабелей не должна быть более 10 %.

Измерение проводят бесконтактным методом с использованием токоизмерительных клещей, например, АРРА 30R. Основные технические характеристики АРРА 30R при измерении действующего значения переменного тока представлены в табл. 5.6.

Таблица 5.6

Основные технические характеристики АРРА 30R

Режим измерений: переменный ток	
Пределы измерений	4, 40; 200, 300 А
Погрешность	$\pm (1,0 \% + 3 \text{ ед. счета})$
Максимальное разрешение	10 мА
Полоса частот	40 Гц...1 кГц
Измерение ср. кв. значения	сигнал произвольной формы
Защита входа	400 А

Измерения проводятся при полном включении всех потребителей питающего фидера. Результаты измерений оформляются Протоколом №7 (рис. 5.17).

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
 Действительно до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 Адрес: _____
 Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 7

Измерения распределения нагрузок по фазам потребителей

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха °С. Влажность воздуха %. Атмосферное давление мм.рт.ст.

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные

(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания): ПУЭ (табл. 1.3.4 – 1.3.11)

1. Результаты измерений

№ п/п	Группа потребителей	Ток нагрузки (А)			Марка и сечение подводящих (отходящих) проводов	Допустимые ПУЭ длительные токовые нагрузки А
		фаза «А»	фаза «В»	фаза «С»		
1	2	3	4	5	6	7

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		

Заключение: _____

Испытания провели: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Рис. 5.17. Протокол №7

5.11. Проверка контактных соединений и плавких вставок на нагрев

Основной целью проверки контактных соединений и плавких вставок на нагрев является проверка качества контактных соединений при протекании через них номинальных токов электрооборудования или длительно допустимых токов токоведущих частей. По значению измеренной температуры нагрева оценивается качество следующих контактных соединений:

— проводников с АВ, электромагнитными пускателями, контакторами, реле и другой КЗА, клеммными колодками;

— проводов с шинами;

— подвижных и неподвижных контактов рубильников;

— плавких вставок ножевого и цилиндрического типов с основанием.

В соответствии с РД 34.45-51.300-97 (табл. ПЗ.1) оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий работы и конструкции может осуществляться:

— по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры);

— по избыточной температуре;

— по коэффициенту дефектности;

— по динамике изменения температуры во времени с изменением нагрузки;

— путем сравнения измеренных значений в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками.

Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в табл. 5.7. При оценке теплового состояния токоведущих частей различаются следующие степени неисправности исходя из приведенных значений коэффициента дефектности:

— не более 1,2 (начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем);

— $1,2 \div 1,5$ (развившийся дефект, принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы);

— более 1,5 (аварийный дефект, требует немедленного устранения).

Таблица 5.7

Предельные значения температуры нагрева и ее превышения

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температура нагрева, °С	превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: — неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами — изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:	120	80
У	90	50
А	100	60
Е	120	80
В	130	90
F	155	115
Н	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов: — без покрытий, в воздухе / в изоляционном масле — с накладными серебряными пластинами, в воздухе / в изоляционном масле — с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле — с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм — с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле	75/80 120/90 105/90 120 90/90	35/40 80/50 65/50 80 50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди / на основе серебра	85/90	45/50
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: — без покрытия — с покрытием оловом, серебром или никелем	90 105	50 65

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	температура нагрева, °С	превышение температуры, °С
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: — без покрытия, в воздухе / в изоляционном масле — с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле — с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле	90/100 105/100 115/100	50/60 65/60 75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: соединение из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий / с покрытием оловом — разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами; — с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя — металлические части, используемые как пружины из меди — из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	75/95 90/105 75 105	35/55 50/65 35 65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока: — обмотки — магнитопроводы	— —	10 15
9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле / в воздухе	—	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе / в масле: — с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения — с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения — с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	— — —	40/25 35/20 20/10
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном / аварийном при наличии изоляции: — из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена — из вулканизирующегося полиэтилена — из резины — из резины повышенной теплостойкости — с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой / обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ: 1 и 3 6 10 20 35	70/80 90/130 65/— 90/— 80/80 65/75 60/— 55/— 50/—	— — — — — — — — —
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости: A/E/B F/H	— —	60/70/80 90/100
13. Подшипники скольжения / качения	80/100	—

Периодичность проверки 1 раз в 3 года. По решению лица ответственного за электрохозяйство указанные сроки могут быть сокращены.

Измерение температуры контактных соединений, токоведущих частей и оборудования рекомендуется проводить бесконтактным способом с помощью тепловизора или инфракрасного пирометра (допускается проводить измерения в электроустановках напряжением 0,4 кВ). Технические характеристики типового тепловизора приведены в табл. 5.8.

Технические характеристики тепловизора Flir E30

Параметр	Значения
Разрешение	160×120 пикселей
Число пикселей	19 200
Тепловая чувствительность	< 0,1 °С
Погрешность	±2 % или 2 °С
Температурный диапазон	от –20 до +250 °С
Поле зрения	25° × 19°
Фокусировка	ручная
Функция приближения	нет
Тип детектора	Матрица в фокальной плоскости (FPA), неохлаждаемый микроболометр
Дисплей	3,5" цветной LCD «тачскрин» экран
Дополнительные возможности съемки	лазерная метка
Частота кадров	60 Гц
Видео-выход	Композитный
Режим измерения	1 подвижная точка, 1 выделенная область
Запись комментариев	нет
Дополнительные возможности	Видео поток в формате MPEG4, Wi-Fi, FLIR Tools - софт
Батарея питания	Заряжаемая Li-Ion батарея (> 4 ч работы)

При проведении измерений необходимо по возможности включить большую часть потребителей электроэнергии на объекте или отдельном его участке, включая приточно-вытяжные системы вентиляции, обогрев и основное освещение. Провести измерения через 1 ч после полного включения электрооборудования объекта, что позволяет достичь установившейся температуры контактных соединений. Измерения температуры производятся как для контактных соединений фазных проводников, так и для проводников рабочих нулей или PEN-проводников.

В случае выявления контактных соединений, температура которых превышает допустимые нормы, необходимо определить причины, вызывающие перегрев и немедленно устранить их. Наиболее вероятной причиной перегрева контактных соединений является повышенное переходное сопротивление контакта, что в свою очередь может быть вызвано следующими причинами:

- плохо затянутые винты (гайки) крепления;
- наличие окисной пленки в месте контакта;
- соединение под один контакт медных и алюминиевых проводов;
- заделка медных проводов алюминиевыми наконечниками (и наоборот);
- повышенное переходное сопротивление во внутренних цепях автоматических выключателей;
- превышение длительно допустимого значения тока нагрузки проводника и т.д.

Результаты измерений оформляются Протоколом №8 (рис. 5.18).

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
 Действительно до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 Адрес: _____
 Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 8
проверки контактных соединений и плавких вставок на нагрев

Климатические условия при проведении измерений
 Температура воздуха ____°С. Влажность воздуха ____%. Атмосферное давление ____ мм.рт.ст.

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные

 (приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания): РД 34.45-51.300-97 (табл. П.3.1).

1. Результаты измерений

№ п/п	Место измерения	Оборудование	Объект измерения	Проверка температуры по фазам, Т °С		
				Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»
1	2	3	4	5	6	7

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		

Заключение: _____

Испытания провели: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)
 Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Рис. 5.18. Протокол №8

5.12. Проверка селективности работы защитных аппаратов

Проверка проводится путем построения карт селективности ЗА в сети СН с применением программы ACSelective (ООО НПФ ЭЛНАП», г. Москва) по той же методике, что и в сети СОПТ (см. главу 4.11). Отличие программ состоит в том, что для некоторых типов АВ, применяемых и на постоянном и на переменном токе, времятоковые характеристики существенно отличаются друг от друга. Для сравнения на рис. 5.19 на одной карте селективности построены времятоковые характеристики широко применяемого в СОПТ и СН АВ типа АП50.

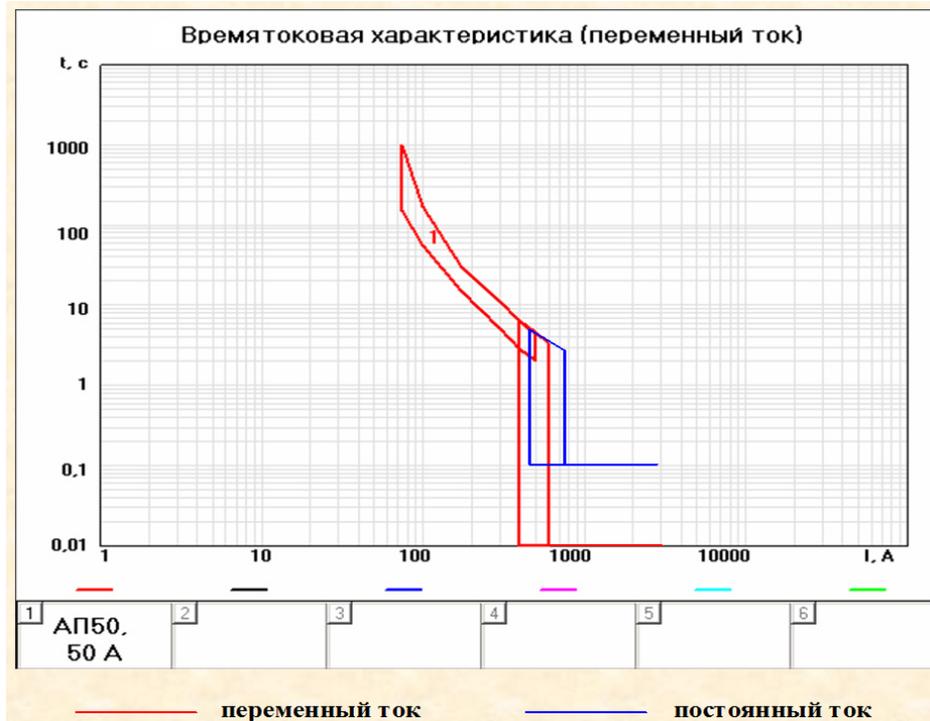


Рис. 5.19. Времятоковые характеристики АП50, 50А на переменном и на постоянном токе

Времятоковая характеристика АВ на переменном токе сдвинута в сторону увеличения чувствительности ЭМР с коэффициентом 0,8. Второй характерной особенностью применения АВ на переменном токе является снижение времени срабатывания ЭМР с 0,1 до 0,01 с при $I_{КЗ} > 1,2 I_{ЭМР}$. Специалисты по электрическим аппаратам объясняют это тем, что на переменном токе из-за низкочастотной вибрации быстрее срабатывает спусковой механизм и отключает главные контакты АВ. Программа ACSelective имеет базу данные по АВ на переменном токе и учитывает эти характерные особенности. Кроме этого, программа удовлетворяет следующим требованиям:

- имеет полную базу данных по применяемым в сети СН защитным аппаратам с возможностью ее пополнения;
- учитывает случайный разброс параметров ЗА и их зависимость от температуры и других внешних факторов;
- по выбранным из базы данных типам и характеристикам ЗА (номинальному току, уставкам ТР и ЭМР) строит времятоковые характеристики 6 ступеней защиты на одной карте селективности;
- наносит на карты не менее 5 значений токов КЗ (расчетных значений в нормальном и ремонтном режимах работы (3), измеренных значений (2)) в диапазоне $1 \div 10000$ А;
- обеспечивает четкий просмотр графической информации на картах (зон пересечения времятоковых характеристик ЗА и точек их пересечения с нанесенными значениями токов КЗ) для определения селективности ЗА.

На карты селективности наносятся следующие значения токов КЗ:

- измеренные значения токов металлических КЗ в начале распределительных или групповых линий (красные линии);
- расчетные значения токов дуговых КЗ в конце распределительных или групповых линий (синие линии).

Значения дуговых токов КЗ определялись расчетным способом с помощью компьютерной программы GuExpert (разработка «НИУ «МЭИ»), имеющей полную базу данных по оборудованию СН (ТСН, КА, ЗА, КЛ).

Характерные карты, на которых не обеспечивается селективность ЗА, приведены на рис. 5.20 и 5.21. На карте рис. 5.20 времятоковые характеристики ЗА 1 и 2 ступеней пересекаются в диапазоне токов КЗ (от металлического в начале КЛ до дугового в конце КЛ), поэтому селективность ЗА 1 и 2 ступеней защиты не обеспечивается: 1 ступень может сработать раньше 2 ступени или ЗА могут сработать одновременно. Селективность не обеспечивается из-за неправильного выбора номинальных токов соседних ступеней защиты и применения в одной цепи ПП разных типов.

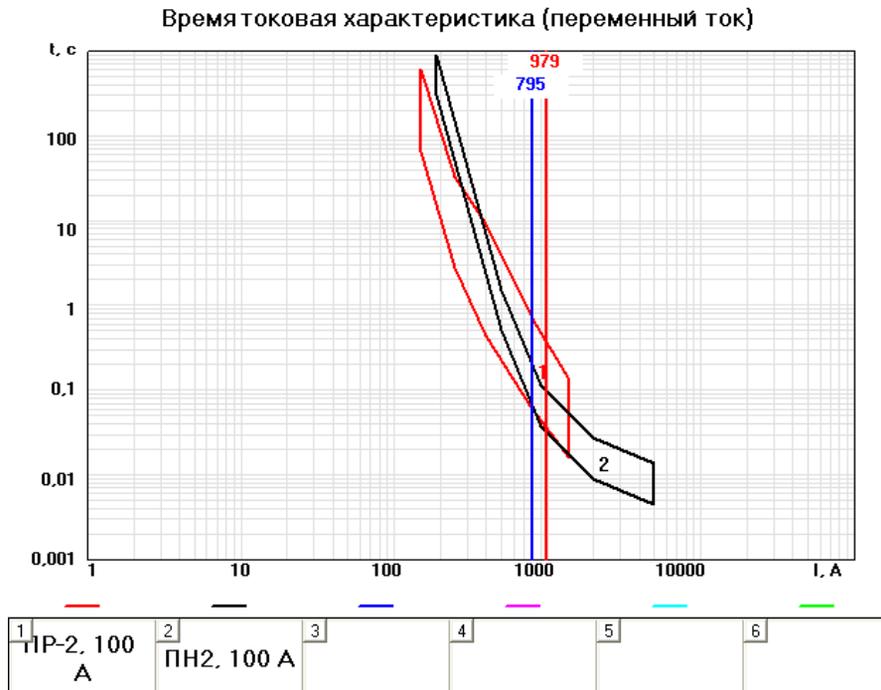


Рис. 5.20. Карта селективности для ПР-2, 200А (1 ступень, ввод ЩСН) и ПН2, 100 А (2 ступень сборки 0,4 кВ)

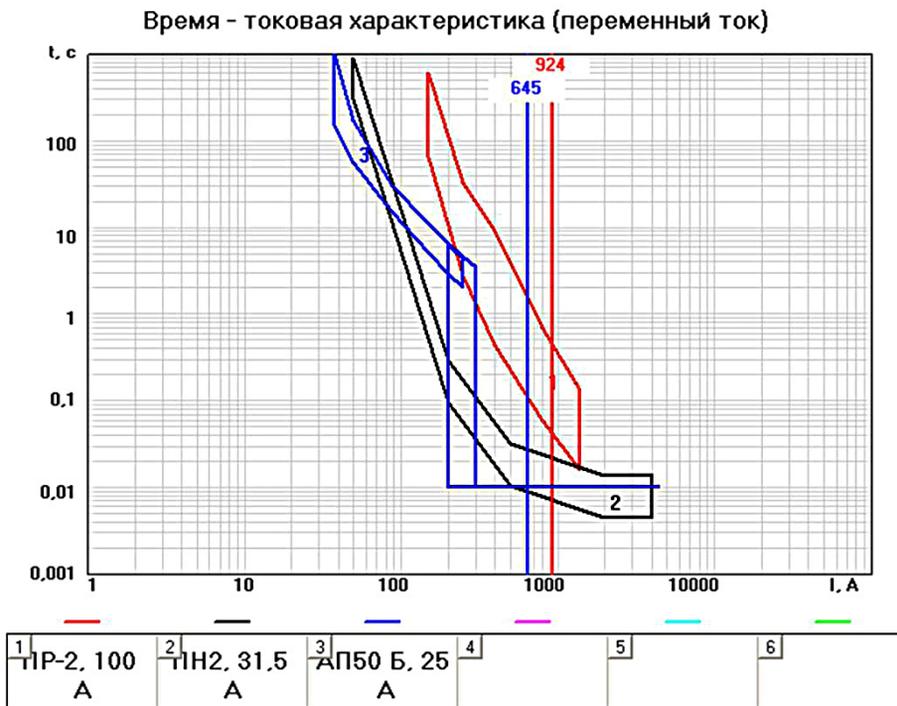


Рис. 5.21. Карты селективности ПР-2, 200А (1 ступень, ввод ЩСН), ПН2, 31,5 А (2 ступень, панель ЩСН распределительная линия системы обогрева) и АП 50Б, 25 А (3 ступень, вводной АВ щитка обогрева РЩ)

На карте рис. 5.21 не обеспечивается селективность 2 и 3 ступеней защиты.

Обеспечить полную селективность ЗА (при любых токах КЗ) достаточно сложно (рис. 5.22), обеспечить частичную селективность вполне реально. На карте рис. 5.23 селективность ЗА обеспечивается в диапазоне фактических токов КЗ в КЛ, однако она не будет обеспечиваться при сдвиге диапазона токов КЗ в правую часть карты (при увеличении токов КЗ).

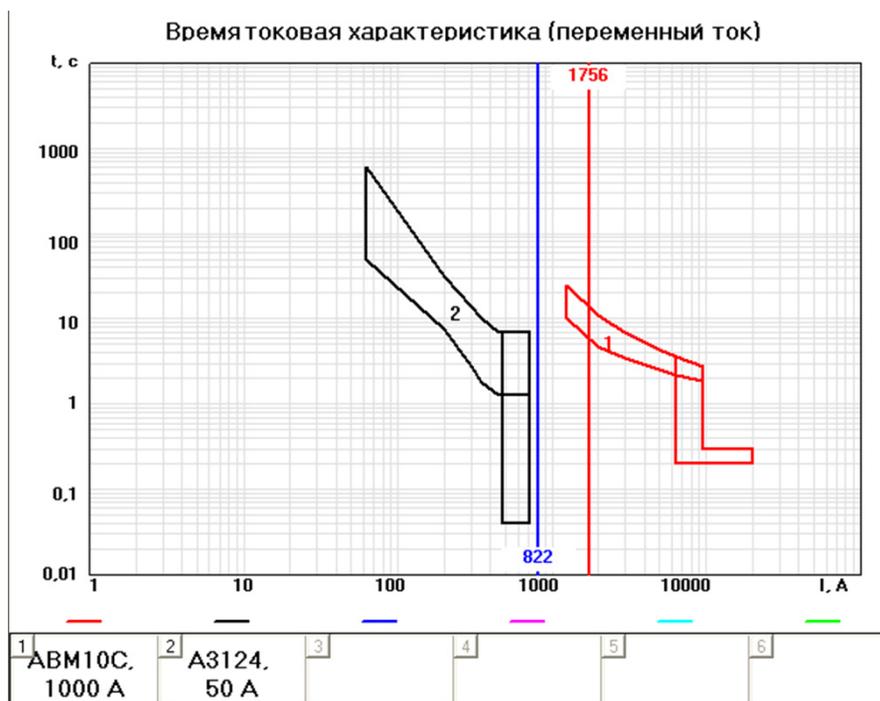


Рис. 5.22. Карта селективности АВМ-10С, 1000 А (1 ступень, ввод ЩСН) и А3124, 50 А (2 ступень, распределительная линия ЩСН)

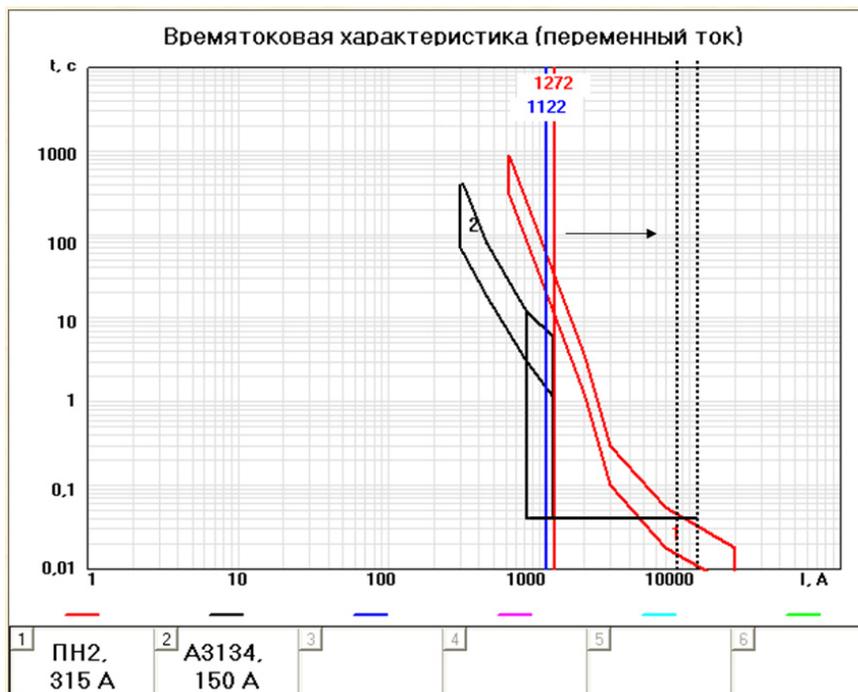


Рис. 5.23. Карта селективности ПН2, 315 А (1 ступень, ввод ЩСН) и А3134, 150 А (2 ступень, распределительная линия ЩСН)

Основными причинами несоблюдения селективности ЗА являются:

— неправильный выбор номинальных токов ПП или уставок АВ соседних ступеней защиты из-за наложения друг на друга их времятоковых характеристик;

- применение в одной цепи ПП различных типов, например ПН2 (или gL/gG) и НПН2, времятоковые характеристики пересекаются даже при большом отличии номинальных токов (в 3–4 раза);
- применение в одной цепи ПП (2 ступень) и АВ (3 ступень), когда 2 ступень оказывается с большим быстродействием;
- применение в качестве 1 ступени защиты неселективных вводных АВ (без задержки времени срабатывания ТР и ЭМР).

Для обеспечения селективности рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- замена автоматов (плавких предохранителей) на аналогичные аппараты защиты с другими значениями номинального тока;
- замена ЗА аппаратами (с тем же номинальным током) других типов (с другим быстродействием ТР и другими уставками ЭМР);
- замена АВ, установленных ближе к источнику питания, селективными АВ с временной задержкой срабатывания в зоне токов КЗ;
- регулировка времятоковой характеристики АВ:
 - уставки ЭМР;
 - уставки по времени срабатывания в зоне токов перегрузки;
 - уставки по времени срабатывания в зоне токов КЗ.

5.13. Определение технического состояния АВР питания собственных нужд 0,4 кВ

Анализ аварий на ТЭС выявляет значительное количество случаев отказов в действии, вывода из работы или отсутствия устройств АВР на вводах питания и электроприводах механизмов СН [28]. При анализе аварий выяснилось, что устройства АВР не всегда вводятся в эксплуатацию одновременно с присоединениями, а те, что вводятся, не проверяются регулярно в процессе эксплуатации, опробуются не в реальных, а в искусственных условиях с изменением схемы АВР, без срабатывания его пусковых органов, с действием на лампы вместо включения соответствующих механизмов. На многих ТЭС не производится периодическое опробование устройств АВР СН.

СТО [28] предписывает регулярно по графику проводить на ТЭС опробование всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания СН в соответствии с действующими правилами эксплуатационных проверок устройств РЗА. В процессе опробования следует проверять включение резервных механизмов от действия каждого пускового органа АВР в отдельности. Например, при опробовании устройств АВР электродвигателей насосов необходимо проверить включение электродвигателя резервного насоса при отключении электродвигателя рабочего насоса и при понижении давления на выходе рабочего насоса или в общей магистрали.

Устройства АВР питания СН также следует опробовать по полной схеме, чтобы обеспечивалась проверка всего комплекса предусмотренных действий, за исключением устройств АВР ТСН блоков. Последние следует опробовать только по схеме быстрого пуска от вспомогательных контактов выключателей, предусматривая особые меры на случай отказа, а действие пусковых органов минимального напряжения проверить отдельно.

СТО [33] также предписывает регулярно по графику проводить на ПС опробование всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания СН. Устройства АВР питания СН следует опробовать по полной схеме, чтобы обеспечивалась проверка всего комплекса предусмотренных действий.

В случае отказов устройств АВР во время их опробования или при аварии необходимо немедленно принимать меры к восстановлению их работоспособности. Для этого нужно быстро обнаружить и устранить выявленный дефект. Система АВР, как правило, состоит из релейного или электронного блока управления, формирующего и выдающего сигналы на блок-контакты вводных и секционного АВ, и исполнительного механизма (приводов АВ), непосредственно приводящего к включению/отключению в определенном порядке АВ.

Поиск дефектов АВР представляет собой достаточно сложную задачу, тем более, что она должна быть решена за короткий период времени. Для облегчения поиска дефектов систем АВР ООО «НПФ ЭЛНАП» (г. Москва) разработало специальный пульт для их проверки (рис. 5.24). Принципиальная электрическая схема пульта представлена на рис. 5.25.



Рис. 5.24. Экспериментальный образец пульта для проверки систем АВР

Проверка АВР на объекте осуществляется в три этапа.

1. Проверка правильности функционирования блока управления:

— все кабели управления отсоединяются от блок-контактов вводных и секционного АВ и подключаются к соответствующим входным разъемам пульта;

— имитируются все возможные режимы работы ЩСН (пропадание напряжения поочередно на каждом вводе, восстановление напряжения, КЗ на каждой из секций шин, работа в автоматическом и ручном режимах и т.д.);

— по индикаторам пульта контролируется правильность формирования сигналов управления (очередность, временные интервалы) и их соответствия заложенной логики работы системы АВР;

— при отсутствии сигналов управления или несоответствии их логике системы производится поиск дефектных элементов блока и их замена с последующей повторной проверкой правильности функционирования путем имитации всех возможных режимов работы ЩСН;

— после повторной проверки блока управления и подтверждения его работоспособности и правильности работы его контрольные кабели отсоединяются от пульта.

2. Проверка правильности функционирования исполнительного механизма АВ:

— резервные кабели управления, входящие в комплект пульта, присоединяются к его выходным клеммам и соответствующим блок-контактам вводных и секционного АВ;

— имитируются все возможные режимы работы ЩСН путем подачи соответствующих сигналов управления на блок-контакты АВ от пульта;

— проверяется правильность работы приводов (включение/отключение АВ) по факту их срабатывания/не срабатывания;

— при неправильной работе исполнительного механизма какого-либо АВ устанавливаются причины отказа и производится замена или ремонт дефектных элементов (блок-контактов, привода) с последующей повторной проверкой правильности функционирования путем имитации всех возможных режимов работы ЩСН;

— после повторной проверки исполнительного механизма и подтверждения его работоспособности и правильности работы производится 3 этап проверки.

3. Контрольные кабели блока управления АВР присоединяются к блок-контактам вводных и секционного АВ, т.е. восстанавливается рабочая схема; проводится проверка работоспособности и правильности функционирования системы АВР в сборе.

В блок управления заложена определенная логика работы системы АВР при пропадании и восстановлении напряжения на вводах ЩСН. Логика зависит от схемы АВР: количества вводов (ТСН) и секций ЩСН, наличия автономного резервного источника питания (ДЭС), возможности автоматического переключения секции на рабочий ввод при восстановлении напряжения. Типовые схемы АВР, применяемые на объектах энергетики, представлены на рис. 5.26–5.29.

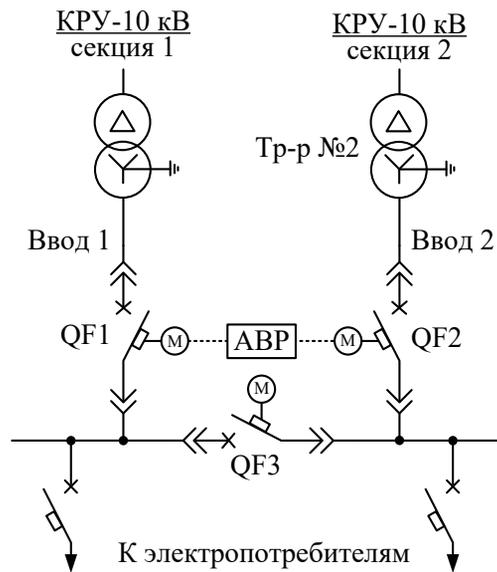


Рис. 5.26. Схема АВР 2/2: 2 независимых ввода от КРУ работают на 2 секции ЩСН

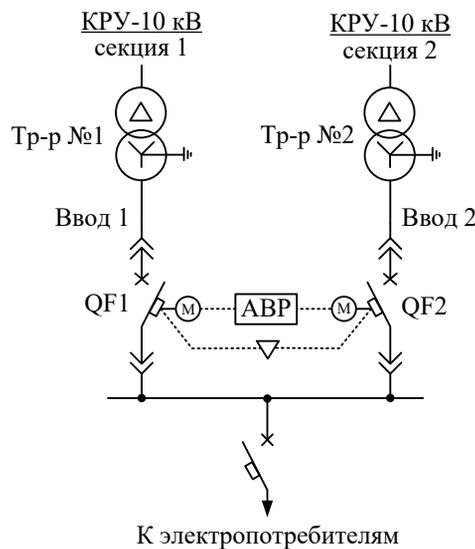


Рис. 5.27. Схема АВР 2/1: 2 независимых ввода от КРУ работают на 1 секцию ЩСН

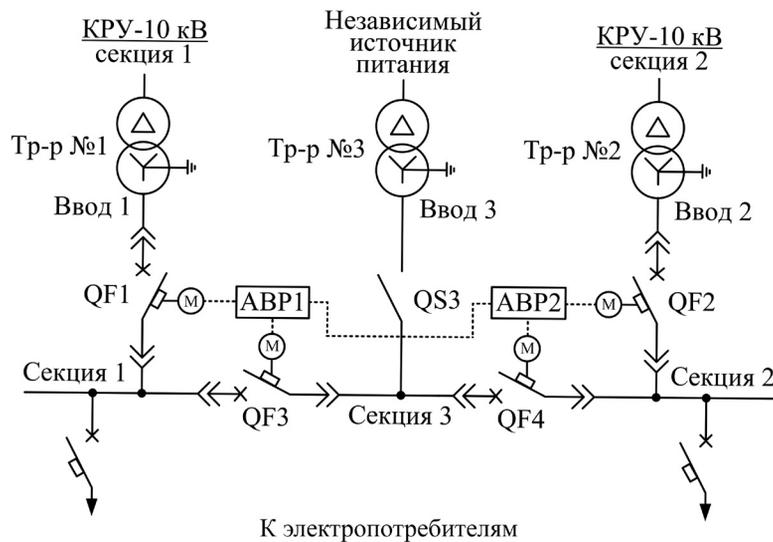


Рис. 5.28. Схема АВР 3/2R: 2 рабочих ввода работают каждый на свою секцию, ввод 3 от резервного ТСН (3-й независимый источник питания) работает на секцию 3 ЩСН

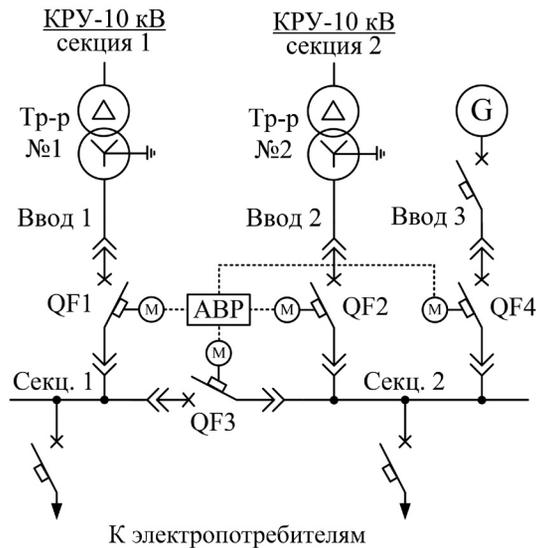


Рис. 5.29. Схема АВР 3/2/G: 2 независимых ввода от КРУ работают на 2 секции ЩСН, ввод 3 от ДЭС подключается на секцию 2 ЩСН

Логика АВР на ПС имеет свою особенность: при восстановлении напряжения переключение секции ЩСН с резервного на рабочий ввод осуществляется вручную. Сделано это для того, что бы оперативный персонал мог выяснить причины, по которым имело место пропадание напряжения на рабочем вводе, при автоматическом переключении такая возможность отсутствует.

В проверочном пульте заложена логика стандартной схемы АВР «2/2» (рис. 5.26). В дальнейшем при его модернизации необходимо реализовать логику, соответствующую всем приведенным выше схемам АВР.

В соответствии с СТО [31, 32] проверка всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания СН должна проводиться не реже одного раза в год. При эксплуатационной проверке проводятся следующие измерения:

- проверка функционирования системы АВР путем поочередного отключения вводов со стороны источника питания;
- измерение напряжения срабатывания реле контроля фаз;
- измерение времени отключения основного ввода;
- измерение времени переключения с основного ввода на резервный ввод (рис. 5.30).

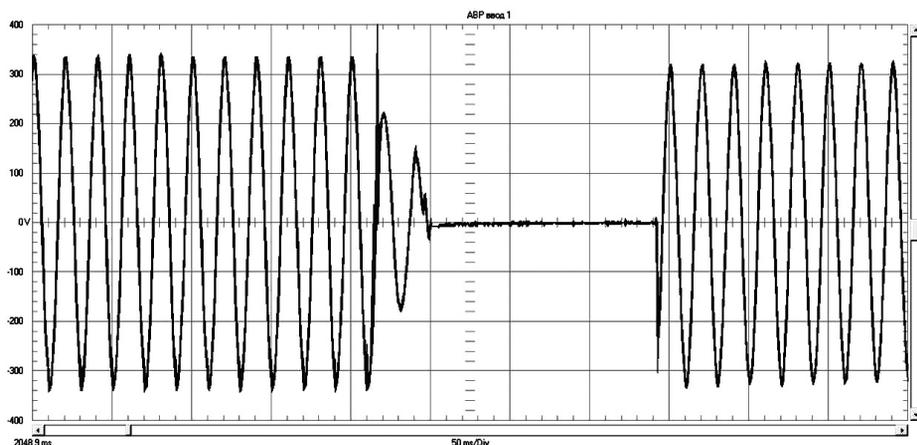


Рис. 5.30. Оциллограмма напряжения на нагрузке при переключении питания с основного на резервный ввод при работе АВР на ЩСН подстанции, время переключения 0,15 с

Для вновь вводимых в эксплуатацию АВР должна проводиться проверка работоспособности и соответствия паспортным характеристикам пусковых органов, элементов, устройств и аппаратов, входящих в блок управления (контакторов, реле контроля напряжения, промежуточных реле, реле времени). Кроме этого, рекомендуется проводить проверку функционирования системы АВР в составе электроустановки при различных режимах ее работы:

- проверка функционирования системы АВР путем отключения вводов со стороны источника питания (проверяется для каждого ввода);
 - проверка функционирования системы АВР при снижении напряжения на одном из вводов (проверяется для каждого ввода);
 - проверка функционирования системы АВР при нарушении порядка чередования фаз на одном из вводов (проверяется для каждого ввода);
 - проверка возможности параллельной работы рабочего и резервного источников питания;
 - проверка функционирования системы АВР в «ручном» режиме.
- Результаты проверок оформляются Протоколом №11 (Приложение 5.1).

5.14. Требования к оформлению результатов диагностики системы собственных нужд

По результатам диагностики СН составляют Технический отчет, в котором должны быть представлены:

- краткая характеристика объекта;
- протоколы измерений и расчетов;
- ведомости дефектов;
- исполнительная схема СН (схема ЩСН, распределительных и групповых щитков, таблицы потребителей);
- анализ результатов проверки состояния СН;
- заключение о соответствии/несоответствии СН требованиям НТД;
- рекомендации по устранению выявленных дефектов.

Формирование рекомендаций осуществляется по принципу их поэтапной реализации. Все выявленные недостатки ранжируются в соответствии со степенью опасности их последствий:

- 1-й этап подразумевает высокую степень срочности устранения недостатков, исходя из высокой степени опасности их последствий;
- 2-й этап подразумевает среднюю степень срочности устранения недостатков, исходя из опасности их последствий средней тяжести.
- 3-й этап подразумевает низкую степень срочности устранения недостатков, исходя из неопасной степени последствий.

Пример 3

Рекомендации по устранению недостатков, выявленных при выполнении диагностики.

1-й этап: для защиты шин 2-й и 3-й секций ЩСН от токов КЗ заменить вводной и секционный автоматы типа А3798УСЗ (выполняют функцию рубильников) автоматами с ТР и ЭМР.

2-й этап: заменить выработавшие эксплуатационный ресурс автоматы в панели 3 ЩСН.

3-й этап: нанести маркировку на все распределительные кабельные линии ЩСН.

5.15. Характерные дефекты системы собственных нужд

Представленная диагностика СН была апробирована на 120 подстанциях. Характерные дефекты, обнаруженные при диагностировании, приведены в табл. 5.9.

Таблица 5.9

Характерные дефекты системы СН и рекомендации по их устранению

Название оборудования СН	Дефект	Последствия для работы оборудования и персонала	Рекомендации по устранению
Автоматические выключатели	1. АВ механически не исправен 2. Залипание контактов АВ	1. Не отключение токов перегрузки и токов КЗ или разрыв цепи нагрузки 2. Не отключение токов перегрузки и токов КЗ	1. Замена неисправного АВ 2. Регулировка контактов АВ (если предусмотрена конструкцией)

Название оборудования СН	Дефект	Последствия для работы оборудования и персонала	Рекомендации по устранению
	<p>3. При прогрузке АВ нормированным током время срабатывания теплового и/или электромагнитного расцепителей выходит за пределы заводской времятоковой характеристики</p> <p>4. Повышена температура контактов АВ</p> <p>5. АВ не срабатывает при номинальном и/или минимально допустимом напряжении оперативного тока</p> <p>6. Сопротивление изоляции АВ ниже нормированного значения</p> <p>7. Отсутствуют тепловой и электромагнитный расцепители на вводных и секционном АВ ЩСН</p> <p>8. Выработан эксплуатационный ресурс работы (более 20 лет)</p> <p>9. Уставка ТР АВ превышает длительно допустимую токовую нагрузку подключенных к нему проводников</p>	<p>3. Не выполнение требования обеспечения защитной характеристики, селективности защитных аппаратов, термической стойкости и невозгораемости проводов и кабелей.</p> <p>4. Оплавление и повреждение изоляции проводов, возникновение КЗ и пожара</p> <p>5. Потеря работоспособности при номинальном и/или минимально допустимом напряжении оперативного тока</p> <p>6. Пробой изоляции АВ, возникновение однофазного или междуфазного КЗ</p> <p>7. Неотключение токов КЗ, повреждение шин, пожар в ЩСН</p> <p>8. Не гарантируется надежное срабатывание АВ при возникновении сверхтоков</p> <p>9. Разогрев жил проводника и расплавление изоляции, возникновение КЗ. Большая вероятность возникновения КЗ и возгорания ЭП и КЛ</p>	<p>3. Замена АВ</p> <p>4. Зачистка и протяжка контактов входных и выходных клемм</p> <p>5. Ремонт или замена АВ</p> <p>6. Чистка поверхности изоляции, замена АВ</p> <p>7. Замена АВ или доукомплектация их блоками ТР и ЭМР</p> <p>8. Замена АВ</p> <p>9. Замена АВ или снижение уставки ТР (при возможности регулировки)</p>
Плавкие предохранители	<p>1. Сопротивление изоляции ПП ниже нормированного значения</p> <p>2. Повышена температура контактов ПП или ПВ</p> <p>3. В одних и тех же цепях в качестве соседних ступеней защиты используются ПП разных типов (ПР-2, ПН-2 и НПН-2)</p>	<p>1. Пробой изоляции ПП, возникновение однофазного или междуфазного КЗ</p> <p>2. Оплавление и повреждение изоляции проводов, возникновение КЗ и пожара</p> <p>3. Нарушение селективности из-за пересечения времятоковых характеристик разнотипных ПП (РП). Отключение 1-й ступени защиты при возникновении КЗ, потеря СН</p>	<p>1. Замена корпуса ПП, ПВ или чистка изоляции</p> <p>2. Зачистка и протяжка контактов ПП, замена ПВ</p> <p>3. Замена ПП (РП)</p>
Разъединители-предохранители	<p>1. Сопротивление изоляции РП ниже нормированного значения</p> <p>2. Повышена температура контактов РП или ПВ.</p> <p>3. Не прошли испытания выполнением циклов включения-отключения (ВО)</p>	<p>1. Пробой изоляции РП, возникновение однофазного или междуфазного КЗ</p> <p>2. Оплавление и повреждение изоляции проводов, возникновение КЗ и пожара</p> <p>3. Ненадежный контакт, нагрев и оплавление изоляции</p>	<p>1. Замена корпуса РП, ПВ или чистка изоляции</p> <p>2. Зачистка и протяжка контактов РП, замена ПВ</p> <p>3. Регулировка контактного нажатия, зачистка контактов или замена РП</p>
Коммутационные аппараты (выключатели нагрузки, рубильники, пакетные выключатели, контакторы)	<p>1. Сопротивление изоляции КА ниже нормированного значения</p> <p>2. Повышена температура контактов КА</p>	<p>1. Пробой изоляции КА, возникновение однофазного или междуфазного КЗ</p> <p>2. Оплавление и повреждение изоляции проводов, возникновение КЗ и пожара</p>	<p>1. Замена корпуса КА или чистка изоляции</p> <p>2. Зачистка и протяжка контактов КА, регулировка контакторов</p>

Название оборудования СН	Дефект	Последствия для работы оборудования и персонала	Рекомендации по устранению
	3. КА не срабатывает при номинальном и/или минимально допустимом напряжении оперативного тока	3. Потеря работоспособности при номинальном и/или минимально допустимом напряжении оперативного тока	3. Ремонт или замена КА
Вторичные цепи, электропроводка, в том числе осветительные сети	1. Сопротивление изоляции ВЦ, ЭП и ОС менее нормированного значения 2. Пробой изоляции при испытании повышенным напряжением 3. Повышена температура контактных соединений в клеммниках, распаячных коробках, розетках 4. Неудовлетворительное состояние изоляции проводов: растрескалась и осыпалась изоляция	1. Развитие дефекта, дальнейшее снижение сопротивления изоляции 2. Дальнейшая эксплуатация при пробое не допускается 3. Оплавление и повреждение изоляции проводов, возникновение КЗ и пожара 4. Велика вероятность возникновения КЗ на участке сети СОПТ.	1. Испытание повышенным напряжением, в случае положительного результата — дальнейшая эксплуатация 2. Замена ВЦ, ЭП, ОС или отдельных (дефектных) элементов 3. Зачистка и протяжка контактных соединений, замена клеммников 4. Замена проводов
Распределительные устройства, щиты и токопроводы	1. Сопротивление изоляции РУ, ЩТ и ТП менее нормированного значения 2. Повышена температура контактных соединений 3. Несоответствие фазировки (после монтажа или замены оборудования)	1. Пробой изоляции, возникновение однофазного или междуфазного КЗ 2. Нагрев токопроводов и шин, оплавление изоляции проводов и кабелей, возникновение КЗ и пожара 3. Возникновение КЗ при подаче напряжения; изменение направления вращения двигателей насосов и вентиляторов	1. Чистка или замена изоляционных конструкций 2. Протяжка и зачистка контактных соединений, установка стальных прокладок (шайб) между алюминиевыми и медными проводниками 3. Проведение фазировки КЛ, ЭО относительно питающих КЛ
Устройство АВР	1. Измеренное значение напряжения срабатывания реле контроля фаз не соответствует паспортному значению 2. Реле контроля фаз не срабатывает (не исправно) 3. Измеренное значение времени (задержка по времени) отключения основного ввода не соответствует значению, указанному в паспорте АВР 4. Измеренное время переключения с основного ввода на резервный не соответствует нормированному времени	1. Срабатывание АВР при незначительных или чрезмерно глубоких провалах напряжения сети 2. Отказ срабатывания АВР при потере питания на одном из вводов 3–4. При малом времени задержки возможно многократное срабатывание (включение и отключение) устройства АВР и выход его из строя	1. Замена реле контроля фаз. 2. Замена реле контроля фаз 3–4. Регулировка реле времени по времени задержки: время действия АВР должно быть больше времени отключения внешних КЗ и времени действия АПВ со стороны источника питания

Список литературы

1. ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования.
2. ГОСТ 12434-83 (СТ СЭВ 3560-82) Аппараты коммутационные низковольтные. Общие технические условия.
3. ГОСТ 17242-86 Предохранители плавкие силовые низковольтные. Общие технические условия.
4. ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий.
5. ГОСТ 2.702-2011 Правила выполнения электрических схем.
6. ГОСТ 2.755-87 (СТ СЭВ 5720-86) Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения.
7. ГОСТ 22483-77 Жилы токопроводящие медные и алюминиевые для кабелей, проводов и шнуров. Основные параметры. Технические требования.
8. ГОСТ 28895-91 Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева. — М.: Издательство стандартов, 1991.
9. ГОСТ 6827-76 (МЭК 59-1938) Электрооборудование и приемники электрической энергии. Ряд номинальных токов.
10. ГОСТ Р 50030.2-99 (МЭК 947-2-89) Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 2. Автоматические выключатели.
11. ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в установках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. — М.: Издательство стандартов, 1993.
12. ГОСТ Р 50270-92 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. — М.: Издательство стандартов, 1993.
13. ГОСТ Р 50339.0-2003 Предохранители плавкие низковольтные. Ч.1 Общие требования.
14. ГОСТ Р 50339.1-92 (МЭК 269-2-86) Низковольтные плавкие предохранители. Ч.2 Дополнительные требования к плавким предохранителям промышленного назначения.
15. ГОСТ Р 50339.2-92 Низковольтные плавкие предохранители. Ч.2-1. Дополнительные требования к плавким предохранителям промышленного назначения.
16. ГОСТ Р 50345-2010 (МЭК 60898-1:2003) Аппаратура малогабаритная электрическая. Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения. Часть 1. Автоматические выключатели для переменного тока
17. ГОСТ Р 50345-92 (МЭК 898-87) Автоматические выключатели для защиты от сверхтоков бытового и аналогичного назначения.
18. ГОСТ Р 50571.16-99 (МЭК 60364-6-61-86) Электроустановки зданий. Часть 6. Испытания. Глава 61. Приемосдаточные испытания.
19. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.
20. ГОСТ Р МЭК 60227-1-99 Кабель с поливинилхлоридной изоляцией на номинальное напряжение до 450/750 В включительно. Общие требования.
21. Грачева, Е.И. Развитие теории и методов оценки эффективности функционирования низковольтных электрических сетей промышленных предприятий. Автореферат докторской диссертации. 2014 г.
22. Методических указания по эксплуатации автоматических воздушных выключателей серии АП50.
23. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭС). Министерство энергетики РФ. 2003.
24. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП). — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
25. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). — 7-е изд. — М.: Минэнерго РФ, 2002.
26. РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. 6-е издание с изменениями и дополнениями.
27. Рекомендации по методам технического обслуживания автоматических выключателей, присоединений 0,4 кВ и средств релейной защиты, присоединений 6–35 кВ с использованием комплектных испытательных устройств серии САТУРН. — М.: ОРГРЭС, 1994.

28. СТО 17230282.27.100.004-2008 Системы питания собственных нужд ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
29. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети». Дата введения: 29.05.2017.
30. СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации ПАО «Россети». Дата введения: 29.05.2017.
31. СТО 56947007-33.040.20.141-2012 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110–750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».
32. СТО 70238424.27.140.008-2010 Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания.
33. СТО 70238424.29.240.10.014-2009 Системы собственных нужд подстанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
34. Циркуляр №Ц-02-98(Э) О проверке кабелей на возгораемость при воздействии тока короткого замыкания. РАО энергетики и электрификации «ЕЭС России». Департамент стратегии развития и научно-технической политики.

Протокол проверки АВР

Исполнитель: _____ **Заказчик:** _____
 (наименование организации, предприятия) Объект: _____
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____ Адрес: _____
 Действительно до: _____ Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 9
проверки работоспособности системы АВР

Климатические условия при проведении проверки

Температура воздуха _____°С Влажность воздуха _____% Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель проверки (испытаний):

послеремонтные испытания

(сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены проверки (испытания): ПУЭ (п.1.8.34), ГОСТ Р 50571.16-99, паспорт системы АВР

1. Тип и характеристика системы АВР

1.1. Типовое обозначение, наименование по проекту системы АВР:

_____ (тип схемы, название вводного распределительного устройства, количество секций)

1.2. Тип выключателя рабочего источника питания _____

Место установки выключателя рабочего источника питания _____

Назначение _____

Тип выключателя резервного источника питания _____

Место установки выключателя резервного источника питания _____

Назначение _____

Тип секционного выключателя _____

Место установки секционного выключателя _____

Назначение _____

1.3. Система АВР предназначена для _____

(автоматического переключения, взаиморезервирования питания)

_____ (названия секций вводного устройства (щита), рабочих(-его) и резервного источников питания или вводов)

1.4. АВР обеспечивает возможность его действия при следующих нарушениях:

(обрыве фаз(ы), повышении и понижении напряжении на вводах питания, нарушении чередования фаз)

1.5. При восстановлении напряжения на рабочем(-их) источнике(-ах) питания АВР

_____ восстановление схемы в автоматическом режиме.

(обеспечивает, не обеспечивает)

- 1.6. Рабочий и резервный элементы АВР имеют _____ источник(-и) питания.
(один, разные)
- 1.7. Электроустановка _____ электродвигатели, включающиеся на самозапуск
(имеет, не имеет)
при срабатывании АВР.
- 1.8. Пусковой орган напряжения АВР на отключение выключателя рабочего источника питания
действует _____ времени.
(без выдержки, с выдержкой (длительность выдержки))
- 1.9. АВР при отключении выключателя рабочего источника питания, включает источник
резервного источника питания _____ времени.
(без выдержки, с выдержкой (длительность выдержки))
- 1.10. В системе АВР _____ элемент пускового органа АВР, реагирующий на
(предусмотрен, не предусмотрен)
снижение (пропадание) напряжения источника(ов) менее _____.
(значение линейного напряжения, В)
- 1.11. В системе АВР _____ элемент пускового органа АВР, реагирующий на
(предусмотрен, не предусмотрен)
повышение напряжения источника(-ов) более _____.
(значение линейного напряжения, В)
- 1.12. В системе АВР _____ элемент контроля напряжения на шинах резервного
(предусмотрен, не предусмотрен)
источника питания.
- 1.13. Блокировки в системе АВР _____.
(предусмотрены, не предусмотрены)
- 1.14. Дополнительные пусковые органы системы АВР _____.
(предусмотрены, не предусмотрены)
- 1.15. Дополнительные устройства системы АВР _____.
(предусмотрены, не предусмотрены)

2. Проверка пусковых органов, элементов, устройств и аппаратов системы АВР

2.1. Испытание выключателей, контакторов, пускателей многократными включениями и отключениями

№ п.п.	Назначение	Тип	Монтажный символ	Операция	Напряжение оперативного тока в % $U_{ном}$	Кол-во операций	Вывод
1	Контактор	ПМ12 010100	КСТ1	Включ., Откл.	90 80	5 5	
2	Контактор	ПМ12 010100	КСС1	Включ., Откл.	90 80	5 5	
3	Контактор	ПМ12 010100	КСТ2	Включ., Откл.	90 80	5 5	
4	Контактор	ПМ12 010100	КСС2	Включ., Откл.	90 80	5 5	
5	Контактор	ПМ12 010100	КСТ3	Включ., Откл.	90 80	5 5	
6	Контактор	ПМ12 010100	КСС3	Включ., Откл.	90 80	5 5	

7	Контактор	ПМ12 010100	KLV1	Включ., Откл.	90 80	5 5	
8	Контактор	ПМ12 010100	KLV2	Включ., Откл.	90 80	5 5	

Результаты проверки автоматических выключателей (вводных, секционного) приведены в протоколе № 6.

2.2. Проверка работоспособности контакторов

№ пп.	Место установки	Тип	Монтажный символ	Номинальное напряжение, В	Напряжение втягивания, В	Сопротивление катушки постоянному току, Ом	Вывод
1	Плата АВР	ПМ12 010100	КСТ1	220	94	929	
2	Плата АВР	ПМ12 010100	КСС1	220	95	931	
3	Плата АВР	ПМ12 010100	КСТ2	220	95	933	
4	Плата АВР	ПМ12 010100	КСС2	220	95	928	
5	Плата АВР	ПМ12 010100	КСТ3	220	92	927	
6	Плата АВР	ПМ12 010100	КСС3	220	95	929	
7	Плата АВР	ПМ12 010100	KLV1	220	94	929	
8	Плата АВР	ПМ12 010100	KLV2	220	94	933	

Механическая часть контакторов находится в _____ состоянии.
(удовлетворительном, неудовлетворительном)

Напряжение втягивания _____ паспортным данным.
(соответствует, не соответствует)

- а) опробовано на включение при $0,9U_n$ – 5 раз;
- б) опробовано на отключение при $0,8U_n$ – 5 раз.

2.3. Проверка функционирования пусковых органов, устройств, элементов системы АВР при напряжении оперативного тока $0,9U_n$.

№ пп.	Испытываемый пусковой орган, устройство, элемент системы АВР	Напряжение оперативного тока, % номинального	Вывод
1	Реле контроля напряжения (KLV1)	90	
2	Реле контроля напряжения (KLV2)	90	
3	Реле времени (КТ1)	90	
4	Реле времени (КТ2)	90	
5	Реле промежуточное (KQF1)	90	
6	Реле промежуточное (KQF2)	90	
7	Реле промежуточное (KQF3)	90	

Пусковые органы, устройств, элементов системы АВР _____ функционирование при $0,9U_n$.
(сохраняют, не сохраняют)

2.4. Проверка работоспособности промежуточных реле и независимых расцепителей

№ пп.	Назначение и место установки	Обозначение по схеме	Тип	Напряжение, В			Вывод
				номинальное	срабатывания	возврата	
1	Плата АВР	KQF1	Finder	220	190	175	
2	Плата АВР	KQF2	Finder	220	186	178	
3	Плата АВР	KQF3	Finder	220	183	174	

Механическая часть находится в _____ состоянии.
(удовлетворительном, неудовлетворительном)

Напряжение срабатывания и возврата реле _____ паспортным данным.
(соответствует, не соответствует)

2.5. Проверка работоспособности реле времени

2.5.1. Проверка времени срабатывания реле времени

№ пп.	Пусковой орган, монтажный символ	Тип	Место установки	Пределы шкалы, с	Заданная выдержка времени, с	Измеренная выдержка времени, с	Вывод
1	Реле времени (КТ1)	ABB CT-ERE	Плата АВР	3-30	3	3,05 с	
2	Реле времени (КТ2)	ABB CT-ERE	Плата АВР	3-30	3	3,10 с	

2.5.2. Проверка напряжения срабатывания и возврата реле времени

№ пп.	Пусковой орган, монтажный символ	Тип	Место установки	Напряжение			Вывод
				номин.	срабат.	возврата	
1	Реле времени (КТ1)	ABB CT-ERE	Плата АВР	220	198	182	
2	Реле времени (КТ2)	ABB CT-ERE	Плата АВР	220	199	186	

Механическая часть реле находится в _____ состоянии.
(удовлетворительном, неудовлетворительном)

Напряжение срабатывания и возврата реле _____ паспортным данным.
(соответствует, не соответствует)

Проверка шкалы времени производилась при номинальном напряжении. Разброс времени срабатывания _____ значения, заявленные заводом изготовителем
(превышает, не превышает)

2.6 Проверка напряжений срабатывания реле контроля напряжения

№ п.п.	Пусковой орган, элемент системы АВР	Аппарат, устройство	Заданное напряжение срабатывания	Измеренное напряжение срабатывания	Вывод
1	Реле контроля напряжения (KLV1)	ABB CM-PVS.41S	$U_{\text{мин}} = 320 \text{ В}$	$U_{\text{мин}} = 319 \text{ В}$	Соответствует НТД
			$U_{\text{мах}} = 500 \text{ В}$	$U_{\text{мах}} = 505 \text{ В}$	
2	Реле контроля напряжения (KLV2)	ABB CM-PVS.41S	$U_{\text{мин}} = 320 \text{ В}$	$U_{\text{мин}} = 319 \text{ В}$	Соответствует НТД
			$U_{\text{мах}} = 500 \text{ В}$	$U_{\text{мах}} = 505 \text{ В}$	

Разброс напряжений срабатывания _____ значения, заявленные
(превышает, не превышает)
заводом изготовителем.

3. Проверка функционирования системы АВР

3.1 Проверка функционирования системы АВР путем отключения вводов со стороны источника питания.

3.1.1. После отключения ввода _____ АВР _____
(номер ввода, луча) (переключил, не переключил)
электропитание _____
(название, номер секции) (название вводного распред. устройства, щита)
на резервный источник питания _____.
(номер ввода, луча)

После восстановления напряжения на _____ АВР
(номер луча, ввода)

_____ восстановление схемы в автоматическом режиме.
(обеспечивает, не обеспечивает)

3.1.2. После отключения ввода _____ АВР _____
(номер ввода, луча) (переключил, не переключил)
электропитание _____
(название, номер секции) (название вводного распред. устройства, щита)
на резервный источник питания _____.
(номер ввода, луча)

После восстановления напряжения на _____ АВР
(номер луча, ввода)

_____ восстановление схемы в автоматическом режиме.
(обеспечивает, не обеспечивает)

3.1.3. После отключения рабочего и резервного вводов при последующем восстановлении напряжения на любом из вводов АВР обеспечивает восстановление схемы в _____ режиме.
(автоматическом, ручном)

3.2 Проверка функционирования системы АВР при снижении напряжения на одном из вводов.

3.2.1. При снижении напряжения на _____ до _____ В АВР _____
(номер ввода) (значение) (переключил, не переключил)
электропитание _____
(название, номер секции) (название вводного распред. устройства, щита)
на резервный источник питания _____.
(номер ввода, луча)

После восстановления напряжения на _____ АВР
(номер луча, ввода)

_____ восстановление схемы в автоматическом режиме.
(обеспечивает, не обеспечивает)

3.2.2. При снижении напряжения на _____ до _____ В АВР _____
(номер ввода) (значение) (переключил, не переключил)

электропитание _____
(название, номер секции) (название вводного распред. устройства, щита)

на резервный источник питания _____.
(номер ввода, луча)

После восстановления напряжения на _____ АВР
(номер луча, ввода)
_____ восстановление схемы в автоматическом режиме.
(обеспечивает, не обеспечивает)

3.3 Проверка функционирования системы АВР при нарушении порядка чередования фаз на одном из вводов.

3.3.1. При нарушении чередования фаз на _____ АВР _____
(номер ввода) (переключил, не переключил)

электропитание _____
(название, номер секции) (название вводного распред. устройства, щита)

на резервный источник питания _____.
(номер ввода, луча)

После восстановления чередования фаз на _____ АВР
(номер луча, ввода)
_____ восстановление схемы в автоматическом режиме.
(обеспечивает, не обеспечивает)

3.3.2. При нарушении чередования фаз на _____ АВР _____
(номер ввода) (переключил, не переключил)

электропитание _____
(название, номер секции) (название вводного распред. устройства, щита)

на резервный источник питания _____.
(номер ввода, луча)

После восстановления чередования фаз на _____ АВР
(номер луча, ввода)
_____ восстановление схемы в автоматическом режиме.
(обеспечивает, не обеспечивает)

3.4 Проверка возможности параллельной работы рабочего и резервного источников питания (для электрических подстанций).

При дистанционном включении секционного автомата _____
(тип, место установки)

рабочий _____ и резервный _____ источники питания щита
(номер ввода, луча) (номер ввода, луча)

_____ параллельно.
(название щита собственных нужд) (работают, не работают)

3.5 Проверка функционирования системы АВР в «ручном» режиме.

3.5.1. При переключении из режима «автоматический» в режим «ручной» и обратном переключении световая сигнализация _____ режиму работы АВР.
(соответствует, не соответствует)

3.5.2. При дистанционном управлении автоматическими выключателями системы АВР (от ключа управления) _____ включение (отключение) каждого автомата.
(возможно, невозможно)

3.5.3. Проверка возможности параллельной работы рабочего и резервного источников питания (для электрических подстанций).

При дистанционном включении секционного автомата _____
(тип, место установки)
 рабочий _____ и резервный _____ источники питания щита
(номер ввода, луча) (номер ввода, луча)
 _____ параллельно.
(название щита собственных нужд) (работают, не работают)

3.5.4. Проверка невозможности параллельной работы рабочего и резервного источников питания (для остальных объектов).

При дистанционном включении секционного автомата _____
тип, место установки)
 рабочий _____ и резервный _____ источники питания щита
(номер ввода, луча) (номер ввода, луча)
 _____ параллельно.
(название щита собственных нужд) (работают, не работают)

3.6. Функционирование системы АВР соответствует проекту.

Параметры напряжений срабатывания пусковых органов АВР соответствуют:

_____ (документ, определяющий параметры напряжений срабатывания)

3.7. Параметры времени срабатывания пусковых органов АВР соответствуют:

_____ (документ, определяющий параметры времени срабатывания)

согласованы с _____

_____ (организации, с которыми согласованы параметры времени срабатывания)

3.8 Вторичные цепи и аппараты АВР испытаны напряжением _____ В

_____ (значение)
(род тока, исп. устройство)

в течение _____ мин.
(продолжительность)

3.9 Сопротивление изоляции цепей и аппаратов АВР не менее _____ МОм.

4. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (св-ва)	Орган гос. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	последняя	очередная		
4								

Заключение: _____

Испытания провели: _____ (должность) _____ (должность) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность) _____ (должность) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

ГЛАВА ШЕСТАЯ

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ ОПЕРАТИВНЫХ БЛОКИРОВОК БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. Общие положения

В соответствии с требованиями п. 4.2.24 [19] и п. 5.4.10 [26] все распределительные устройства должны быть снабжены системой оперативной блокировки безопасности, которая представляет собой систему, препятствующую неправильным действиям персонала при осуществлении им операций с высоковольтными разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, выкатными тележками КРУ и заземляющими ножами.

Главные принципы, в соответствии с которыми строятся системы ОББ, заключаются в том, что они должны исключать:

- оперирование разъединителями под нагрузкой;
- включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделенном разъединителем от участков, находящихся под напряжением;
- возможность подачи напряжения на заземленный участок цепи выключателем или разъединителем (со всех сторон, откуда может быть подано напряжение на заземляемый участок, должны быть организованы видимые разрывы силовых цепей).

В последнее время, несмотря на наличие ОББ, на действующих энергообъектах участились случаи возникновения аварийных ситуаций, причинами которых явились ошибочные действия оперативного персонала при выполнении переключений. Связано это с тем, что существующие системы ОББ и их отдельные элементы имеют низкое качество функционирования и достаточно часто выходят из строя. Поиск причин неисправностей и дефектных элементов представляет собой достаточно сложный и трудоемкий процесс.

Отношение оперативного персонала к существующим системам ОББ крайне негативное. Из-за постоянных проблем, возникающих в процессе текущей эксплуатации систем, низкой эффективности и надежности их работы оперативный персонал вынужден отключать цепи питания ОББ, а при переключениях деблокировать замки, рискуя произвести ошибочные операции с коммутационными аппаратами.

6.2. Нормативные документы

Основными нормативными документами по ОББ являются:

— РД 34.35.512 Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения [21] — приведены требования, предъявляемые к системам ОББ, принципы их выполнения, объемы работ по проверке работоспособности систем перед их вводом в эксплуатацию, при плановой проверке или ремонте;

— ГОСТ Р 52726-2007 Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним» [17] — приведен перечень испытаний блокировочных устройств при их проверке;

— ГОСТ 12.2.007.3 ССБТ Электротехнические устройства на напряжения свыше 1000 В. Требования безопасности [3] — предъявлены требования к разъединителям при монтаже на них блок-замков, требования к коммутационным устройствам, сигнализирующим о положении разъединителя;

— ГОСТ 12.2.007.4 ССБТ Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств [4] — предъявлены требования к системам блокировки и их организации в комплектных и элегазовых распределительных устройствах;

— СО 153-34.20.505-2003 Инструкция по переключениям в электроустановках» [27] и СО 153-34.03.150-2003 Межотраслевые правила по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации

электроустановок [24] — приведена необходимая последовательность переключений в распределительных устройствах с различными схемами первичного включения оборудования, в соответствии с которыми строится логическая часть систем блокировки (см. пп. 1.4), общие положения о переключениях, определены действия персонала с оперативной блокировкой (выполненной как в полном, так и не полном объеме) при переключениях, даны руководства для случая не разрешения блокировкой проведения операций;

— ТП 407-03-419.87 Схемы оперативной блокировки разъединителей подстанций 110–220 кВ [33, 34] (два альбома, составленные в соответствии с пп. 9.1 и 9.2 Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем [23]) — представлены проектные решения по построению логической части систем блокировки на стороне высшего напряжения трансформаторов/автотрансформаторов для схем первичного включения оборудования с применением отделителей и короткозамыкателей (без выключателей);

— Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения (ОАО «ФСК ЕЭС») [20] — предъявлены требования к типам применяемых систем блокировки и их конструктивному исполнению на энергообъектах нового поколения;

— СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ [29] — приведены общие положения об оперативных блокировках на объектах энергетики нового поколения.

В соответствии с [21] при первом включении после проведения монтажных работ должны производиться контроль технического состояния и проверка качества функционирования блокировки, ее наладка и испытания с целью выявления и устранения всех дефектов монтажа и установленной аппаратуры. В ходе проверки выполняются следующие виды работ:

- визуальный осмотр всех элементов системы;
- измерение сопротивления изоляции устройств блокировки и всей системы в целом, включая КЛ;
- контроль технического состояния всех составных частей блокировки;
- проверка правильности сбора системы и качества ее функционирования (разрешение или не разрешение выполнения той или иной операции с разъединителем).

Ни один из существующих нормативных документов не устанавливает сроки периодических проверок ОББ. На практике диагностика проводится только при техническом обслуживании или ремонте соответствующего первичного коммутационного оборудования или при проведении переключений.

Подобная диагностика является частичной, так как производится контроль технического состояния только той части системы, которая используется при переключениях, или выведена в ремонт или для технического обслуживания. Полная диагностика ОББ предусматривается только после проведения монтажных работ при первичном вводе системы в эксплуатацию.

6.3. Методика комплексной диагностики оперативных блокировок безопасности на энергообъектах

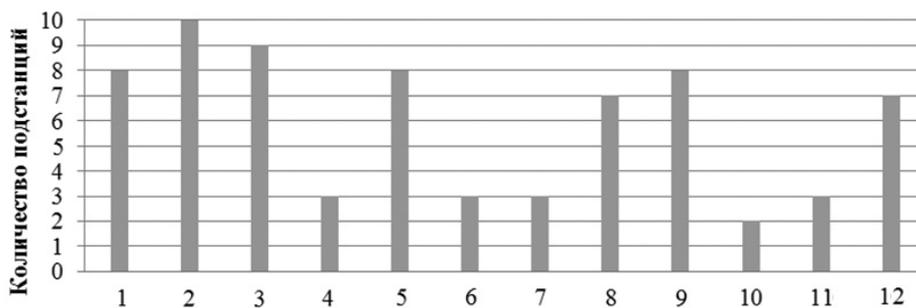
Так как в НТД отсутствует информация о диагностике систем ОББ, то с целью формирования перечня работ, необходимых для определения ее технического состояния, ООО «НПФ ЭЛНАП», было проведено экспресс-обследование систем ОББ на 10 произвольно выбранных энергообъектах. Результаты экспресс-обследования представлены в виде диаграммы на рис. 6.1.

По результатам экспресс-обследования был сделан вывод о том, что состояние систем ОББ на большинстве ПС определено как неисправное или неработоспособное и не соответствуют требованию надежности и безопасности при эксплуатации [21]. Вследствие этого, они требуют капитального ремонта.

С целью своевременного выявления неисправностей систем ОББ, поддержания их в работоспособном состоянии, обеспечения эффективного и безопасного функционирования необходимо проведение их периодической диагностики на действующих энергообъектах.

Диагностика должна быть преимущественно направлена на электромагнитную блокировку (ЭМБ), так как она является самой распространенной среди систем ОББ. На протяжении многих десятков лет ЭМБ используется в качестве основной системы на действующих объектах энергетики и резервной на недавно введенных в эксплуатацию ПС нового поколения.

По результатам экспресс-обследования был определен состав элементов ОББ, с помощью которых они реализуются, и составлен перечень работ, необходимых для определения технического состояния каждого из этих элементов. Далее с учетом требований НТД [21, 6] и результатов экспресс-обследования



Выявленные недостатки систем ОББ:
 1 — отсутствие схем ОББ; 2 — отсутствие протоколов проверки ОББ; 3 — отсутствие резервного источника питания; 4 — отсутствие аппаратов защиты цепей ОББ; 5 — выработан эксплуатационный ресурс аппаратов защиты; 6 — не собраны логические цепи; 7 — наличие «земли» в логических цепях; 8 — цепи не под напряжением; 9 — неудовлетворительное состояние КСА; 10 — не полная блокировка; 11 — неудовлетворительное состояние блок-замков; 12 — неисправность ЭМБ в КРУ

Рис. 6.1. Дефекты систем оперативной блокировки безопасности на действующих энергообъектах

было определено содержание методики по диагностике системы ЭМБ на действующих энергообъектах. Диагностика ОББ включает в себя следующие пункты.

1. Проверка документации по ОББ на объекте:
 - а) проверка наличия на объекте технической документации на ОББ;
 - б) проверка правильности построения логических схем системы;
 - в) проверка соответствия схем питания и схем распределительной сети цепей ОББ требованиям НТД.
2. Визуальный осмотр всех элементов системы.
3. Проверка правильности сборки (монтажа) схем логического построения системы.
4. Проверка выполнения требований по ЭМС.
5. Определение технического состояния элементов ОББ:
 - а) блока питания;
 - б) АВР и УКИ;
 - в) измерение сопротивления изоляции КЛ и всех элементов системы;
 - г) электромагнитных ключей;
 - д) защитных аппаратов.
6. Определение технического состояния ОББ при переключениях.

Диагностика механической замковой, электромеханической систем блокировки осуществляется только посредством визуального осмотра состояния блокировочных замков и ключей.

По результатам диагностики составляется Технический отчет, Ведомости дефектов и разрабатывается Проект реконструкции ОББ с целью устранения выявленных дефектов.

Рекомендуемый срок между полными проверками систем ОББ на объекте составляет 5 лет.

6.3.1. Проверка документации по оперативным блокировкам безопасности

На каждом объекте должна быть следующая документация по системе оперативной блокировки безопасности ОББ:

- электрические и монтажные схемы;
- акт комплексных испытаний при вводе системы в эксплуатацию;
- комплект протоколов по электроналадочным работам;
- паспорт-протокол проверки ОББ;
- комплект заводской документации (паспортов) на оборудование ОББ.

Техническая документация позволяет определить способ реализации системы, места расположения ее устройств на объекте, количество и тип используемых элементов. Данная информация облегчает и ускоряет процесс проведения диагностики и является необходимой для оперативного персонала и оперативно-выездных бригад при поиске неисправностей системы. Техническая документация должна содержать соответствующую действительности информацию о построении системы (электрические схемы), расположении ее элементов (монтажные схемы) и применяемых устройствах (заводская документация и паспорта-протоколы проверки). Электрические схемы организации питания системы ОББ (от ЩСН или ЩПТ) и построения логических цепей должны соответствовать требованиям [21, 30].

Отдельно выделим пункт, касающийся проверки правильности схем логического построения системы. Так как в существующей нормативной базе имеются схемы логики для ограниченного числа схем включения первичного оборудования, то логические цепи для большинства РУ составляются непосредственно организацией, проводящей диагностику системы, и затем сравниваются с фактически реализованными на объекте схемами. Для построения цепей логики предлагается использовать алгоритм, представленный в п. 6.4.

Пример 1

Результаты проверки документации на электромагнитную блокировку.

1. Отсутствует схема организации питания шинок блокировки (ШБ). Схема питания оперативной блокировки безопасности требует уточнения и корректировки.
2. Отсутствуют логические схемы цепей блокировки для ОРУ-35 кВ.
3. Логические схемы цепей блокировки для ОРУ-110 кВ составлены и собраны некорректно.

6.3.2. Визуальный осмотр элементов системы

Визуальный осмотр системы позволяет установить отсутствующие элементы ОББ, определить элементы, имеющие механические повреждения и нарушение крепления, а также неудовлетворительное состояние контактов. При визуальном осмотре определяется состояние шкафов приводов, в которых расположены блок-замки и блок-контакты, и шкафов вторичной коммутации, в которых установлены клеммники для составления логических цепей системы. Наличие монтажных схем помогает определить места расположения клеммных соединений, относящихся к системе ОББ. По результатам визуального осмотра делается заключение о работоспособности системы, так как значительные механические повреждения или отсутствие одного из элементов могут вывести из строя часть системы или всю систему в целом. В тоже время, при визуальном осмотре не могут быть определены все причины неисправности системы. Если по итогам визуального осмотра не выявлено каких-либо нарушений, нельзя с уверенностью утверждать, что система пригодна для эксплуатации. Объемы работ при визуальном осмотре представлены в п. 2.2.5 [21].

Пример 2

Результаты визуального осмотра электромагнитной блокировки.

1. Отсутствует панель блокировок на ЩУ.
2. Блок питания цепей блокировок не исправен.
3. Устройство контроля изоляции не исправно.
4. Устройство АВР не исправно.
5. На ОРУ-110 кВ корпуса всех блок-замков, установленные на приводах главных и заземляющих ножей разъединителей, имеют механические повреждения.
6. Сильно загрязнены (залиты маслом) блок-контакты КСА в шкафах приводов разъединителей и контакты клеммных колодок в шкафах вторичной коммутации на ОРУ-110 кВ.
7. Изоляция кабельных линий на ОРУ-110 кВ имеет механические повреждения, местами полностью разрушена.
8. Сильно окислены контакты клеммных колодок в шкафах вторичной коммутации на ОРУ-110 кВ.
9. Отсутствуют ключи электромагнитной блокировки (рабочие и аварийный).
10. Отсутствует антикоррозионная смазка на рабочих поверхностях контактов.

Результаты визуального осмотра оформляются Протоколом №1 (рис. 6.2).

Исполнитель: _____
 (наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
 Действительно до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 Адрес: _____
 Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 1
визуального осмотра оперативных блокировок безопасности

1. Анализ проектной документации
2. Проверка соответствия электроустановок нормативной и проектной документации

Наименование составных элементов электроустановки зданий	Нормативная документация и перечень пунктов, устанавливающих требования и значения проверяемых характеристик	Результат осмотра
1	2	3
1. Блоки питания, АВР	РД 34.35.512 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5	Соответствует/не соответствует НТД
2. Электромагнитные ключи и замки	РД 34.35.512 2.2.4, 2.2.5, 3.2, 3.4	
3. Устройства коммутирующие типа КСА	РД 34.35.512 2.2.5	
4. Кабельные линии	ПУЭ 2.3.78, 2.3.82, 2.3.134, 2.3.135 ПТЭ 5.8.9, 5.8.23	
5. Устройство контроля изоляции и уровня напряжения	РД 34.35.512 2.2.3, 3.3 (п. 4)	
6. Аппараты защиты электрических сетей напряжением до 1кВ	ПУЭ 3.1.7, 3.1.14, 3.1.15, 3.1.16, 3.1.19 РД 34.35.512 2.2.3	
7. Распределительные устройства цепей ОББ (панели блокировок, шкафы, клеммники, шинки блокировок, рубильники)	РД 34.35.512 2.2.3, ПУЭ 2.2.19, 2.2.21, 2.2.22, 3.4.4, 4.1.3, 4.1.5 (1.1.30, 1.1.31(п.3)), 4.1.6, 4.1.8, 4.1.9, 4.1.10, 4.1.11, 4.1.12, 4.1.14, 4.1.18, 4.1.20 ПТЭЭП 2.10.16, 2.10.19	
8. Контактные соединения	ГОСТ 10434-82	

Замечания: _____

Заключение: _____

Испытания провели: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Рис. 6.2. Протокол №1

6.3.3. Проверка правильности сборки (монтажа) схем логического построения системы

По данному пункту диагностики проводятся следующие виды работ:

- проверяется правильность сборки цепей логики ОББ, т.е. соответствие фактических логических схем, собранных на объекте, монтажным (проектным) схемам;
- при отсутствии монтажных схем проверка правильности сборки логических схем проводится при производстве переключений;
- логические цепи для большинства РУ составляются непосредственно организацией, проводящей диагностику системы (п. 6.4), и сравниваются с фактическими реализованными на объекте схемами.

6.3.4. Проверка выполнения требований ЭМС

Для систем программной блокировки (на контроллерах) необходимо проведение работ по проверке ЭМС для следующих видов электромагнитных помех.

1. Напряжения и токи промышленной частоты, действующие на вторичное оборудование при коротких замыканиях на землю (СТО 56947007-29.240.044-2010 [31]).
2. Импульсные помехи, наводимые во вторичных цепях при коммутациях, коротких замыканиях в первичных цепях (ГОСТ Р 51317.4.12 [11]).
3. Импульсные излучаемые помехи, вызванные ударом молнии (ГОСТ Р 51317.4.5 [15]).
4. Импульсные напряжения, действующие на контрольные кабели и оборудование при ударах молнии (СТО 56947007-29.240.044-2010 [31]; раздел 4.2 ПУЭ [19]).
5. Электростатический потенциал тела человека (ГОСТ 30804.2 [7]).
6. Электромагнитные поля радиочастотного диапазона (ГОСТ 30804.4.3 [8]).
7. Магнитные поля промышленной частоты (ГОСТ Р 50648 [9]).
8. Импульсные магнитные поля (ГОСТ Р 50649 [10]).
9. Кондуктивные помехи радиочастотного диапазона (ГОСТ Р 51317.4.6 [16]).
10. Пульсации напряжения в цепях постоянного оперативного тока (ГОСТ Р 51317.4.17 [13]).
11. Импульсные помехи в цепях постоянного оперативного тока (ГОСТ 51317.4.4 [14]).
12. Качество сигнала переменного тока (ГОСТ Р 54149-2010 [18]).
13. Взаимное влияние кабелей на низкой частоте (ГОСТ Р 51317.4.16 [12]).

Данные виды ЭМП могут оказывать влияние на качество работы микропроцессорной аппаратуры, которая является основным элементом новых комплексов ОББ.

Проверка выполнения требований ЭМС на существующих и на строящихся объектах энергетики производится по методике, представленной в СО 34.35.311-2004 [28].

6.3.5. Определение технического состояния элементов ОББ

Блоки питания. Определение технического состояния БП определяется посредством снятия выходных характеристик выпрямительного устройства на холостом ходу и под нагрузкой. Номинальные значения напряжений, допустимые пределы их отклонения указываются в паспорте на БП. По осциллограмме выходного напряжения определяется исправность всех плеч диодного мостика и значения напряжения в различных режимах работы. При неисправности диодов выпрямителя определяют сопротивление диодов в обоих направлениях (наиболее удобный предел измерения 100 Ом). Каждый из полупроводниковых диодов необходимо проверить отдельно.

По результатам проверки определяют вид технического состояния БП (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты оформляются Протоколом №2 (рис. 6.3).

АВР и устройство контроля изоляции. Работоспособность устройства АВР проверяется посредством принудительного отключения АВ на панели ЩСН, установленного на одной из вводных линий блока питания. При отключении АВ устройство АВР должно переключить БП на резервную линию, при восстановлении напряжения — на основную линию.

В соответствии с п. 3.2 [21] значение сопротивления изоляции между токоведущими цепями ОББ и «землей» должно быть не менее 5 МОм при любой температуре. Проверка чувствительности УКИ осуществляется путем отключения всех распределительных линий от БП и последующего подключения между одним из его выводов и «землей» (корпусом панели) резистора сопротивлением 5 МОм.

Устройство должно «почувствовать» снижение сопротивления изоляции и измерить это значение. Аналогичную процедуру проводят между вторым полюсом БП и «землей».

В соответствии с п. 5.5.10 [26] УКИ должно действовать на сигнал при снижении сопротивления изоляции одного из полюсов до уставки 20 кОм в сети напряжением 220 В и 10 кОм в сети 110 В. При проверке работоспособности сигнализации после отключения всех распределительных линий от БП поочередно между каждым полюсом источника питания и «землей» подключается резистор сопротивлением 20 кОм. Сигнализации УКИ должна сработать при снижении сопротивления изоляции до 20 кОм на каждом полюсе.

По результатам проверки определяют вид технического состояния АВР и УКИ (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты оформляют Протоколом №3 (рис. 6.4).

Измерение сопротивления изоляции кабельных линий и элементов системы. Измерение сопротивления изоляции распределительных КЛ осуществляется с помощью УКИ, встроенного в панель питания цепей блокировки. В штатном режиме работы, когда к БП подключены все распределительные линии, производится измерение сопротивления изоляции всей системы в целом. С помощью пакетных переключателей, установленных в цепи каждой распределительной линии, включается только одна линия и измеряется ее сопротивление изоляции. Таким способом можно проверить сопротивление изоляции каждой распределительной линии по отдельности на участке от панели питания до шкафа ввода (на ОРУ или в КРУ).

Измерение сопротивления изоляции групповых КЛ (на участке от шкафов ввода до шкафов блокировки и от шкафов блокировки до коммутационного оборудования) может быть проведено только во время проведения переключений, когда будут полностью собраны цепи логики. Это связано с тем, что в цепях логики имеются контакты, которые могут быть как замкнуты, так и разомкнуты, в зависимости от первичной схемы включения оборудования.

Таким образом, измерение общего сопротивления изоляции всей системы не является показательным и не может являться критерием исправности системы. Необходимо проведение измерений сопротивления изоляции всех элементов системы ОББ, которое проводится с помощью мегомметра напряжением 1000 В. Для экономии времени рекомендуется проводить измерения сопротивления изоляции сначала для групп соединенного между собой оборудования. Если сопротивление изоляции какой-либо из этих групп ниже нормы, то измерения производятся отдельно для каждого элемента данной группы. Элементы с пониженным сопротивлением изоляции необходимо зафиксировать в письменной форме.

Измерения сопротивления изоляции КЛ следует проводить после того, как будет проверена их целостность, т.е. отсутствие обрывов жил КЛ.

Сопротивление изоляции системы в целом и отдельных КЛ не должно быть менее 5 МОм, для устройств ОББ (замков и КСА) — не менее 20 МОм. Измерения производятся в соответствии с требованиями п. 2.2.5 [21].

Результаты измерений оформляют Протоколами №4–6 (рис. 6.5–6.7).

Электромагнитные ключи. Контроль осуществляется в соответствии с требованиями п. 2.2.5 [21].

Ключ КЭЗ-1/КЭЗ-1М. Проверяется ход сердечника и усилие тяги электромагнитов. Ход запирающего стержня замка должен быть 13 ± 1 мм. Рабочий ход сердечника ключа должен быть не менее 12 мм. Удерживающее усилие электромагнита ключа при 80% номинального напряжения должно быть не менее 50 Н. Измерения усилия проводятся с помощью динамометра.

Ключ ЭМК. Проверяется наличие цепи заземления между корпусом ключа и заземляющим контактом штепсельной вилки. Измерение производится с помощью омметра или мегомметра.

Проверяется действия ключа при напряжении 80 % номинального. Электромагнит ключа должен сработать. При этом вставка ключа должна выдвинуться полностью, чтобы войти в полное зацепление с поворотным диском замка. При снятии напряжения с ключа вставка должна четко отпадать. Таким образом, проверяется достаточность усилия, создаваемого пружиной электромагнита для возврата ключа в исходное положение при отсутствии тока в обмотке.

По результатам проверки определяют вид технического состояния электромагнитного ключа (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты измерений оформляются Протоколом №7 (рис. 6.8).

Защитные аппараты (автоматические выключатели). На первом этапе устанавливается факт наличия или отсутствия ЗА во вводных цепях БП (на панелях ЩСН) и в отходящих от него распределительных КЛ. При отсутствии ЗА блок питания и распределительные линии не будут защищены от сверхтоков, что снижает надежность системы и сокращает срок ее службы.

Определение технического состояния АВ проводится путем их прогрузки током с использованием комплектного устройства «Сатурн-М1» по стандартной методике [22].

По результатам проверки определяют вид технического состояния АВ (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное). Результаты оформляются Протоколом №8 (рис. 6.9).

Определение технического состояния ОББ при переключениях. Завершающим этапом диагностики системы ОББ является определение ее технического состояния при реальных переключениях, в процессе которых могут быть выявлены такие дефекты, как неисправность блок-контактов и неспособность блок-замка фиксировать привод блокируемого объекта в конечном положении. В первом случае может не поступать или поступать ошибочный сигнал о положении коммутационного оборудования. При неисправности одного из контактов КСА он может быть заменен аналогичным исправным контактом. Если такой контакт отсутствует, то производится замена всего блока КСА. Во втором случае возникает ситуация, при которой оперирование блокируемым объектом возможно без учета состояния системы блокировки: разрешения или запрета на это действие. Для исключения подобной ситуации необходимо точно отрегулировать месторасположение и глубину отверстий для штока блок-замка с целью надежного фиксирования коммутационного оборудования во включенном и отключенном состояниях.

Вид технического состояния системы ОББ при переключениях (в эксплуатации) определяется по появлению напряжения на клеммах замка при разрешении оперирования данным оборудованием или его отсутствию в противном случае. Тем самым при переключениях появляется также возможность проверки построения блока логики, если это не удалось сделать ранее из-за отсутствия монтажных схем и маркировки КЛ. Правила проведения испытаний блокировочных устройств приведены в п. 8.6 [17].

Представленная методика диагностики ЭМБ может быть реализована как на вновь вводимых в эксплуатацию, так и на действующих объектах энергетики. Диагностика включает в себя значительно больший объем работ, по сравнению с указанными в [21, 17] объемами, что позволяет более точно выявить дефекты ОББ и определить причины их возникновения.

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 2 **проверки работоспособности блоков питания**

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха °С Отн. влажность воздуха % Атмосферное давление мм.рт.ст

Паспортные данные зарядных устройств

Тип _____ зав. № _____ ГОД ВЫПУСКА
Тип _____ зав. № _____ ГОД ВЫПУСКА

Цель измерений (испытаний)

_____ *Эксплуатационные* _____
(прёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
_____ в соответствии с РД 34.35.512 _____

Рис. 6.3. Протокол №2

1. Результаты измерений

№ п/п	Номер блока питания	Действующее значение выходного напряжения на холостом ходу, U_{RMS} , В	Действующее значение выходного напряжения под нагрузкой, U_{RMS} , В	Проверка работоспособности АВР блоков питания (при наличии)	Проверка исправности диодов выпрямителя по осциллограмме напряжения пульсаций (частота f_p) Гц	Заключение
1	2	3	4	5	6	7

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели: _____

(должность)

(должность)

(ф.и.о.)

(должность)

(должность)

(ф.и.о.)

Протокол проверил: _____

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Окончание рис. 6.3. Протокол №2

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 3
проверки устройств контроля изоляции

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С Отн. влажность воздуха _____ % Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Паспортные данные устройства контроля изоляции и поиска земли

Тип _____ зав. № _____ - _____ год выпуска _____

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные
(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
_____ в соответствии с ППЭ, РД 34.35.512

Рис. 6.4. Протокол №3

1. Результаты измерений

№ п/п	Тип устройства	Проверка показаний щитового прибора при снижении сопротивления изоляции до 5 МОм		Проверка срабатывания звуковой сигнализации при снижении сопротивления изоляции до 20 кОм		Заключение
		«+» - земля	«->» - земля	«+» - земля	«->» - земля	

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели:

_____ (должность) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 6.4. Протокол №3

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 4
проверки сопротивления изоляции проводов и кабелей цепей питания оперативных блокировок безопасности

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С Отн. влажность воздуха _____ % Атмосферное давление _____ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные
(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
_____ *в соответствии с ПТЭ, РД 34.35.512*

Рис. 6.5. Протокол №4

1. Результаты измерений

№ п/п	Наименование кабельной линии	Марка провода, кабеля, количество жил, сечение провода, кабеля*, мм ²	Напряжение мегаомметра, В	Допустимое сопротивление изоляции, МОм		Сопротивление изоляции, МОм	
				3	4	«+»- земля	«-»- земля
1	2	3	4	5	6	7	
				5 МОм			
				5 МОм			

* проверялись только сопротивление изоляции цепей питания

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели:

_____ (должность)

_____ (должность)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность)

_____ (должность)

_____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 6.5. Протокол №4

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 5 **проверки сопротивления изоляции участков сети ЭМБ**

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха ___ °С Отн. влажность воздуха ___ % Атмосферное давление ___ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

_____ *Эксплуатационные* _____

(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):

_____ *в соответствии с ПУЭ, ПТЭ, РД 34.35.512* _____

Рис. 6.6. Протокол №5

2. Результаты измерений:

№ п/п	Шкаф/присоединение	колодка	№ клеммы	№ кабеля	Сопротивление изоляции, МОм	Пригодность к эксплуатации
1.					5 МОм	
2.					5 МОм	

3. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели: _____

(должность)

(должность)

(ф.и.о.)

(должность)

(должность)

(ф.и.о.)

Протокол проверил: _____

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Окончание рис. 6.6. Протокол №5

Исполнитель: _____ (наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____ Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 6
проверки сопротивления изоляции электрических аппаратов, коммутационных устройств, ключей и замков ЭМБ

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха _____ °С Влажность воздуха _____ % Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель измерений (испытаний)

Эксплуатационные
(приёмо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
_____ в соответствии с ПУЭ, ПТЭ, РД 34.35.512

Рис. 6.7. Протокол №6

1. Результаты измерений

№ п/п	Место установки	Марка электрического аппарата	Напряжение в вольтметре, В	Допустимое сопротивление изоляции (МОм)		Сопротивление изоляции, (МОм)	
				«+» - «-»	«+» - земля	«-» - «+»	«-» - земля
1	2	3	4	5	6	7	8
				20			
				20			

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной. метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели: _____ (должность) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность) _____ (ф.и.о.)

Протокол проверил: _____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 6.7. Протокол №6

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
Действительно до: _____

Заказчик: _____
Объект: _____
Адрес: _____
Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 7 **проверки работоспособности электромагнитных ключей**

Климатические условия при проведении измерений

Температура воздуха °С Отн. влажность воздуха % Атмосферное давление мм.рт.ст

Паспортные данные зарядных устройств

Тип ключа _____ год выпуска
Тип ключа _____ год выпуска
Тип ключа _____ год выпуска

Цель измерений (испытаний)

_____ *Эксплуатационные* _____
(прямые-следочные, сличительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания):
_____ в соответствии с РД 34.35.512.

Рис. 6.8. Протокол №7

1. Результаты измерений:

№ п/п	Тип ключа, номер	Наличие электромагнитного замка для проверки работоспособности электромагнитных ключей	Проверка хода сердечника электромагнита ключа (свободный, затруднён)	Сопrotивление изоляции токоведущих частей относительно корпуса (для ЭМК) или между выводами и винтами, креплениями крышку ключа (для КЭЗ-1) МОм	Заключение
1	2	3	4	5	7

2. Измерения проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические характеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной метрологической службы, проводивший поверку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Выводы: _____

Заключение: _____

Испытания провели: _____

(должность)

(должность)

(ф.и.о.)

(должность)

(должность)

(ф.и.о.)

Протокол проверил: _____

(должность)

(подпись)

(ф.и.о.)

Окончание рис. 6.8. Протокол №7

Исполнитель: _____
(наименование организации, предприятия)
 Свидетельство о регистрации эл. лаб. № _____
 Действительно до: _____

Заказчик: _____
 Объект: _____
 Адрес: _____
 Дата проведения измерений: _____

ПРОТОКОЛ № 8
проверки автоматических выключателей напряжением до 1000 В.

Климатические условия при проведении проверки

Температура воздуха _____ °С. Влажность воздуха _____ %. Атмосферное давление _____ мм.рт.ст.

Цель проверки (испытаний)

(приёмо-сдаточные, сличительные, слитительные, контрольные испытания, эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены проверки (испытания):

1. Результаты проверки:

№ п/п	Обозначение по схеме, место установки новки	Типовое обозначение (маркировка)	Типы расцепителей		Заданная выдержка времени (для катедор. В), (с)	Номинальный ток (А)	Уставка расцепителей		испытательный ток, (А)	Проверка расцепителя			Заклпчение	
			перезрузки	короткого замыкания			перезрузки	короткого замыкания		Длительность приложенная испытательного	Ток срабатывания расцепителя (А)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Рис. 6.9. Протокол №8

2. Проверки проведены приборами:

№ п/п	Тип	Заводской номер	Метрологические ха- рактеристики		Дата поверки		№ аттестата (свидетельства)	Орган государственной. метрологи- ческой службы, проводивший по- верку
			Диапазон измерения	Класс точности	Последняя	Очередная		

Обозначения:

1. Типы расцепителей:

- 1.1 ОВВ – максимальный расцепитель тока с обратно-зависимой выдержкой времени.
- 1.2 НВВ – максимальный расцепитель тока с независимой выдержкой времени.
- 1.3 МД – максимальный расцепитель тока мгновенного действия.
- 1.4 В,С,Д и т.д. – тип мгновенного расцепителя по ГОСТ Р 50345.1-99, IEC 898

Выводы:

Заключение: _____

Испытания провели:

_____ (должность) _____ (ф.и.о.)

_____ (должность)

_____ (ф.и.о.)

Протокол проверил:

_____ (должность) _____ (подпись) _____ (ф.и.о.)

Окончание рис. 6.9. Протокол №8

6.4. Алгоритм построения цепей логики

Перед проведением диагностики ОББ необходимо иметь схемы цепей логики для различных схем коммутации первичного оборудования, чтобы сравнить их с фактическими, собранными на объектах схемами. Для удобства составления логического построения цепей оперативной блокировки предлагается следующий алгоритм.

1. Для электрической схемы коммутации первичного оборудования (рис. 6.10) проводится анализ (рис. 6.11), по результатам которого определяются:

- блокируемое оборудование;
- однотипные присоединения, для которых цепи логики будут аналогичными;
- все возможные варианты переключений.

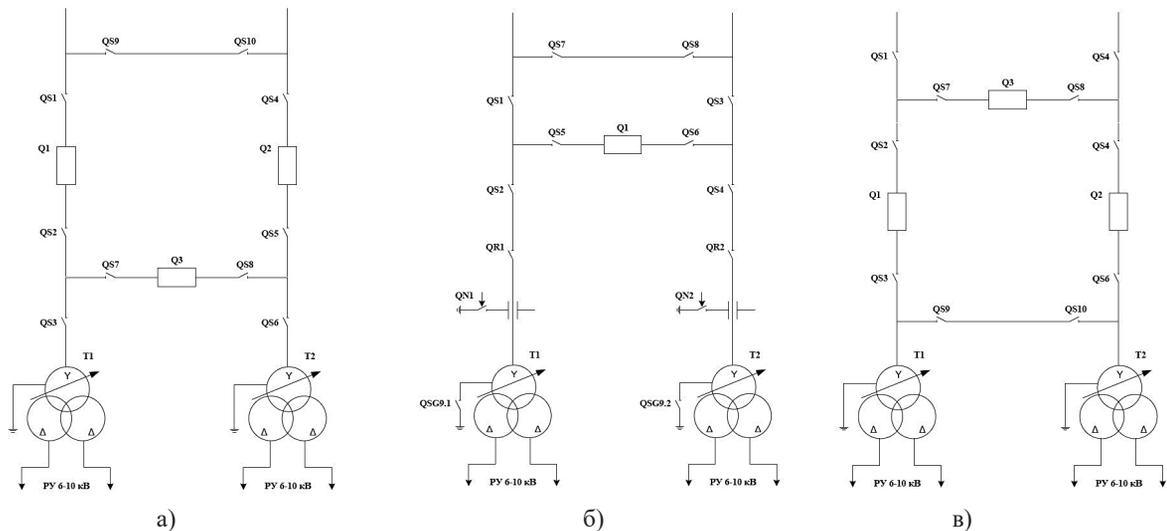


Рис. 6.10. Исходная электрическая схема первичного оборудования типа «Мостик»

(источник: ТП 407-03-456.87, Альбом I [35], С. 35-37):

а) с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии; б) с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов; в) с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

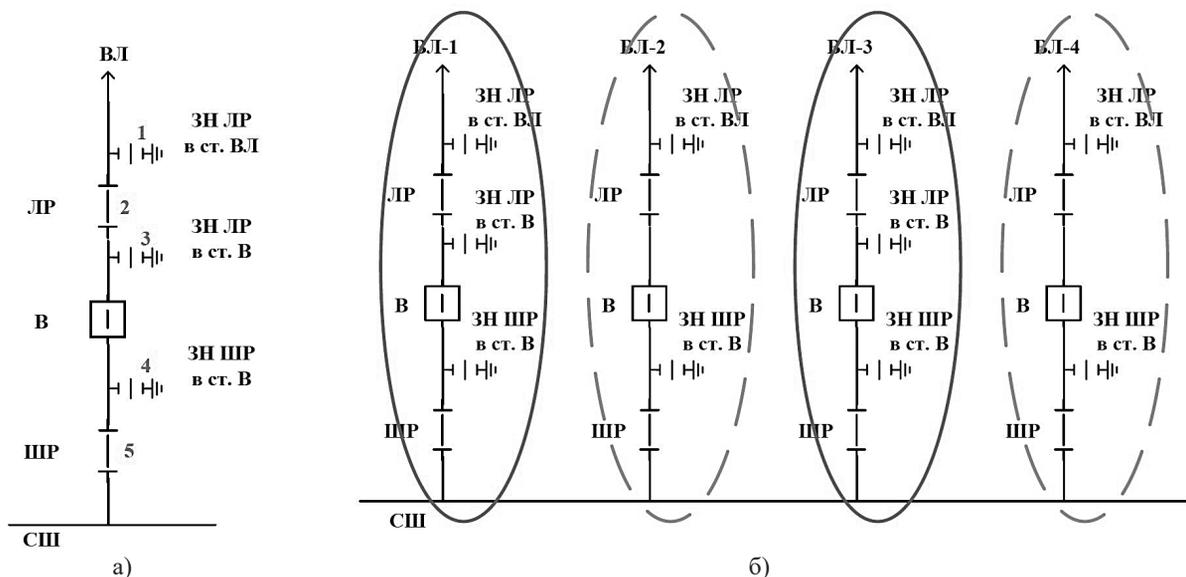


Рис. 6.11. Анализ электрической схемы коммутации первичного оборудования:

а) блокируемые объекты; б) однотипные присоединения

2. Составление логических цепей для каждой группы присоединений, в соответствии с требованиями (пп. 1.4) [21]. Все цепи логики можно представить совокупностью блоков, представленных на рис. 6.12:



Рис. 6.12. Схема блока логики

а) для разъединителей:

Блок-1 — обеспечение переключения разъединителя без нагрузки: отключенное положение выключателей и/или разъединителей.

Блок-2 — исключение возможности подачи напряжения на заземленные участки цепи: отключенное положение заземляющих ножей с двух сторон относительно разъединителя. При этом, с каждой из сторон заземляющие ножи могут быть включены по различным схемам.

Блок-3 — организация цепи с малым сопротивлением: включенное положение выключателей и/или разъединителей, посредством которых создается шунтирующая цепь. При создании цепи с малым сопротивлением не участвуют контакты заземляющих ножей, так как их отключенное положение гарантируется включенным положением соответствующих разъединителей (за исключением заземляющих ножей разъединителей ремонтной перемычки в сторону перемычки в схеме «Мостик»);

б) для заземляющих ножей:

Блок-4 — исключение наложения заземляющих ножей под нагрузкой и возможности подачи напряжения на заземленные участки цепи: обеспечение видимых разрывов цепи, т.е. отключенного положения разъединителей со всех сторон, откуда может быть подано напряжение на данный заземляющий нож;

в) для главных и заземляющих ножей одного разъединителя.

Если выполнена механическая блокировка между ножами, то допускается не включать в соответствующие логические цепи контакты положения собственных ножей разъединителя. Данные контакты могут использоваться для дублирования.

Если механическая блокировка между ножами отсутствует, то при составлении логических цепей необходимо учитывать положение контактов собственных ножей разъединителя. Кроме того, контакты необходимо использовать для построения логических цепей программной блокировки.

3. Построение схем с использованием нормально замкнутых и нормально разомкнутых контактов:

а) нормально замкнутый контакт представляет собой контакт, который при отключенном положении оборудования замкнут, а при включенном — разомкнут (в цепях блокировки определяет оборудование, которое должно быть отключено для получения возможности оперирования тем или иным блокируемым объектом);

б) нормально разомкнутый контакт представляет собой контакт, который при отключенном положении оборудования разомкнут, а при включенном — замкнут (в цепях блокировки определяет оборудование, которое должно быть включено для получения возможности оперирования тем или иным блокируемым объектом).

4. Использование единых обозначений:

а) для блок-контактов выключателей — Q_i , разъединителей — QSi , отделителей — QR_i , короткозамыкателей — QN_i , заземляющих ножей разъединителей — QSG_i , заземляющих ножей отделителей — QRG_i , концевых выключателей — KSQ_i ;

б) для блок-замков разъединителей — Y_i , отделителей — YRT_i (вкл.), YRC_i (откл.), короткозамыкателей — YRT_i (вкл.), YRC_i (откл.), заземляющих ножей разъединителей — YG_i , заземляющих ножей отделителей — YRG_i .

5. Соединение элементов (блок-контактов):

а) в каждой цепочке для определенного оборудования элементы соединяются последовательно;

б) альтернативные цепочки для одного оборудования и цепочки для различного оборудования соединяются между собой параллельно;

в) для уменьшения количества используемых контактов блок-контактов возможно использование одного и того же контакта для построения нескольких логических цепочек (особенно это актуально при реализации блока логики с помощью кабельных линий для уменьшения протяженности последних).

6. Использование возможных вариантов построения блоков 1–4 (представлены в П.6.1–П.6.5), при этом отдельно выделены схемы, реализованные на отделителях и короткозамыкателях (П.6.5), которые актуальны для старых объектов энергетики:

а) на рисунках П.6.1, П.6.2 пунктиром обозначены элементы, наличие или отсутствие которых не оказывает влияние на построение цепей логики. На рисунках П.6.5 пунктиром обозначены контакты, которые участвуют в схеме логики только для оборудования, включенного по схеме Б;

б) при отсутствии какого-либо присоединения (особенно относится к схемам Д-3 (П.6.1), Г-3 (П.6.2) или заземляющего ножа у какого-либо разъединителя, соответствующие контакты не участвуют в построении цепей логики;

в) в схеме 3 П.6.1 количество контактов выключателей n , k соответствует числу всех присоединений, подключенных к первой или второй секции. В схеме 3 П.6.2 количество контактов заземляющих ножей n соответствует числу заземляющих ножей шинных разъединителей всех присоединений (в том числе трансформаторы напряжения) в сторону системы шин или секции. В схемах 3 и П.6.4 количество разъединителей/выкатных тележек КРУ n соответствует числу присоединений к данной системе шин или секции (включая трансформаторы напряжения);

г) блок 3 может быть организован на ограниченном количестве вариантов включения силового оборудования, а именно:

— схема А — две рабочие системы шин с ШСВ (QS3-Q1-QS4 — присоединение ШСВ);

— схема Б — две рабочие системы шин без ШСВ (QS3-QS4 — разъединители базисного присоединения, выполняющего функцию ШСВ);

— схема В — обходной выключатель, совмещенный с секционным;

— схема Г — двойная секционированная система шин с секционным выключателем и двумя ШСВ;

— схемы Д, Е — мостик;

— схема Ж — заход-выход.

д) в цепях блокировки $жс$ и П.6.4 обозначение KSQ соответствует контактам положения концевого выключателя (если конечный выключатель включен, то тележка ячейки находится в выкатанном положении); на стороне низшего (НН) и среднего напряжения (СРН) трансформатора выключатели и разъединители могут быть выполнены в качестве отдельных единиц, входят в состав ячейки КРУЭ или представлять собой выкатную тележку КРУ; в первых двух случаях контакты положения оборудования используются аналогично высокому напряжению; в третьем случае используются два положения тележки: отключенное, что соответствует выключенному положению выключателя, и выкатанное, что соответствует выключенному положению разъединителя; при этом для цепей блокировки разъединителей могут использоваться контакты, определяющие первое и второе положение (включаются параллельно друг другу); для цепей блокировки заземляющих ножей используются контакты, определяющие второе положение тележки);

е) на рисунках П.6.5 построение логики а соответствует для схем А, Б и для каждого из присоединений схемы В, при этом построение логики отличается вариантами исполнения блоков 1, 2, 4:

— для схем А, Б набор блоков: 1-1, 2-1, 4-1;

— для схемы В набор блоков: 1-2, 2-2, 4-2 для присоединения трансформатора №1 и 1-2, 2-3, 4-2 для присоединения трансформатора №2 (соответственно в блоках НН вместо тр-р№1 — тр-р№2).

ж) на рисунках П.6.5 построение логики б соответствует только для схемы включения В — ремонтная перемычка. Блоки 1 (НН тр-ра), 2 (НН тр-ра) и 4 (НН тр-ра) определяются схемой включения оборудования на стороне НН и СРН трансформаторов;

з) если в схеме, реализованной на отделителях, в нейтрали трансформатора установлен заземляющий разъединитель, то в цепях логики на включение разъединителя и отключение отделителя (завер-

шающие этапы по переключению) необходимо учесть положение контакта разъединителя нейтрали. При выполнении указанных операций, нейтраль трансформатора должна быть заземлена, т.е. разъединитель в нейтрали трансформатора должен быть включен.

Рассмотрим несколько примеров построения цепей логики для РУ со стороны высшего напряжения (ВН) трансформаторов. Для распределительных устройств СРН и НН трансформатора логические цепи составляются аналогично. При этом, если низшее напряжение трансформатора реализовано в КРУ, то блокировка составляется для вводных, секционных ячеек и заземляющих ножей секций. Это связано с тем, что во всех ячейках между выключателем и его разъединителями, разъединителями и их заземляющими ножами выполнена механическая блокировка. В тоже время, если блок логики собирается на терминале, то необходимо составление цепей полностью для всех ячеек.

Пример 3

Рассмотрим схему «Треугольник», представленную на рис. 6.13:

- всего необходимо блокировать 27 единиц оборудования;
- можно объединить присоединения ВЛ №1 и ВЛ №2 со «стороны треугольника»;
- в каждом из линейных присоединений Т-1 требуется составить логические цепи для линейного/трансформаторного разъединителей и их заземляющих ножей.
- в каждой из «сторон треугольника» требуется составить логические цепи для двух разъединителей и их заземляющих ножей.

Согласно перечисленным указаниям п.п. 1–6, 15, 16 (пп. 1.4) и с использованием блоков, представленных в П.6.1, П.6.2, П.6.4, для схемы на рис. 6.13, составлены логические цепочки системы блокировки (П.6.6).

Оперирование любым из линейных разъединителей допускается при отключенном положении выключателей двух примыкающих «сторон треугольника» (блок 1-В), собственного заземляющего ножа в сторону линии (блок 2-А) и заземляющих ножей, примыкающих к соответствующему «углу треугольника» (блок 2-В).

Переключение трансформаторного разъединителя допускается или при отключенном положении выключателей двух примыкающих «сторон треугольника» (блок 1-В), или при отключенном/выкаченном положении тележек выключателей на стороне НН трансформатора (блок 1-Д без Q3), собственного заземляющего ножа в сторону трансформатора и заземляющих ножей со стороны низшего напряжения трансформатора (блок 2-Д без QS6), заземляющих ножей, примыкающих к 3 «углу треугольника» (блок 2-В).

Оперирование каждым из разъединителей любой из «сторон треугольника» допускается при отключенном положении выключателя данной «стороны» (блок 1-А), заземляющих ножей в сторону этого выключателя (блок 2-Б) и заземляющих ножей, примыкающих к соответствующему «углу треугольника» (блок 2-В).

Так как в цепях построения логики несколько раз встречаются одинаковые блоки заземляющих ножей, примыкающих к «углам треугольника», то посредством каждого из них можно организовать отдельную шину питания (П.6.6, б).

Наложение заземляющих ножей линейных разъединителей в сторону линии возможно при отключенном положении собственного разъединителя (блок 4-А).

Наложение заземляющего ножа трансформаторного разъединителя в сторону трансформатора возможно при отключенном положении собственного разъединителя и выкаченном положении тележек выключателей на стороне НН трансформатора (блок 4-Д без QS4).

Наложение заземляющих ножей любого из разъединителей в сторону «угла треугольника» возможно при отключенном положении всех разъединителей, примыкающих к данному «углу» (блок 4-В).

Наложение заземляющих ножей разъединителей каждой из «сторон треугольника» в сторону выключателя соответствующей «стороны» возможно при отключенном положении обоих разъединителей этой «стороны» (блок 4-Б).

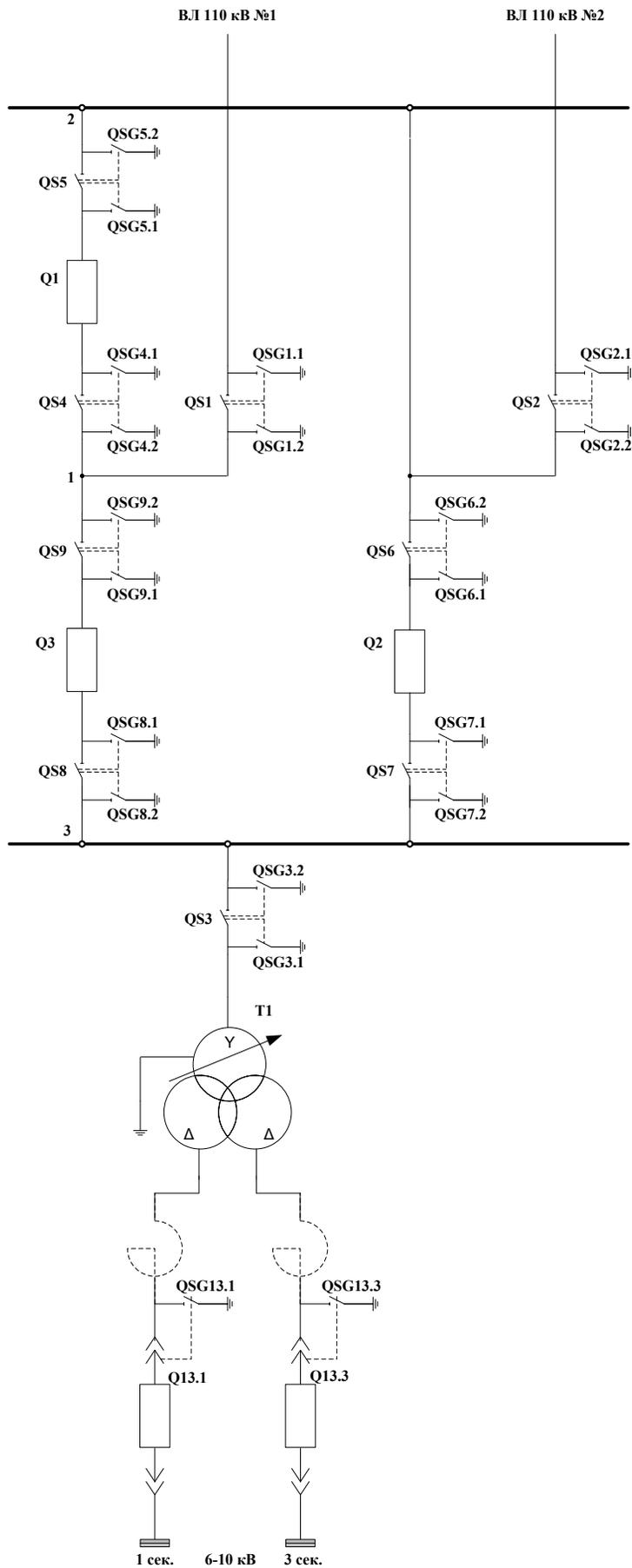


Рис. 6.13. Электрическая схема «Треугольник»
(Источник: СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [32], стр. 46)

Пример 4

Рассмотрим схему «Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов», представленную на рис. 6.14:

— необходимо блокировать 28 единиц оборудования;

— однотипными будут логические построения для линейных разъединителей QS1 и QS3, разъединителей мостика QS5 и QS6, разъединителей ремонтной перемычки QS7 и QS8, разъединителей присоединений Т-1 и Т-2;

— в каждом из присоединений Т-1, Т-2 требуется составить логические цепи для разъединителей, отделителя и короткозамыкателя;

— в подобной схеме включения оборудования любым из линейных разъединителей и разъединителей ремонтной перемычки разрешается оперировать как при снятой нагрузке, так и в создании шунтирующей цепочки.

Оперирование линейным разъединителем допускается при отключенном положении выключателя мостика, соответствующего трансформаторного разъединителя (блок 1-В), заземляющих ножей в сторону линии (блок 2-Б) и заземляющих ножей в сторону трансформатора (блок 2-В). Также линейный разъединитель разрешается переключать, если включены разъединители ремонтной перемычки, другой линии, мостика, включен выключатель мостика (блок 3-Д).

Логические цепи для оборудования трансформаторных присоединений аналогичны цепям, представленным в П.6.5 для схемы А. Отличие заключается в построении логики на включение разъединителя: кроме указанных, в цепи логики должны входить контакты заземляющих ножей, примыкающих к узлу 3 или 4 в зависимости от присоединения (блок 2-В). Организация снятия нагрузки с НН стороны трансформатора такая же, как в Примере 1.

Каждым из разъединителей мостика допускается оперировать при отключенном положении выключателя (блок 1-А), заземляющих ножей в сторону мостика (блок 2-Б) и заземляющих ножей, примыкающих к узлу 3 или 4 в зависимости от присоединения (блок 2-В).

Любым из разъединителей ремонтной перемычки допускается оперировать при отключенном положении другого разъединителя перемычки (блок 1-Б), заземляющих ножей в сторону перемычки (блок 2-Б) и заземляющих ножей, примыкающих к узлу 1 или 2 в зависимости от присоединения (блок 2-Б). Разъединителем ремонтной перемычки разрешается оперировать, если включены линейные разъединители, разъединители и выключатель мостика, заземляющие ножи в сторону перемычки (блок 3-Д).

Наложение заземляющих ножей в сторону узлов 1-4, допускается при отключенном положении разъединителей, примыкающих к соответствующему узлу (блок 4-В).

Наложение заземляющих ножей в сторону мостика допускается при отключенном положении разъединителей мостика (блок 4-Б).

Наложение заземляющих ножей в сторону ремонтной перемычки допускается при отключенном положении разъединителей перемычки (блок 4-Б).

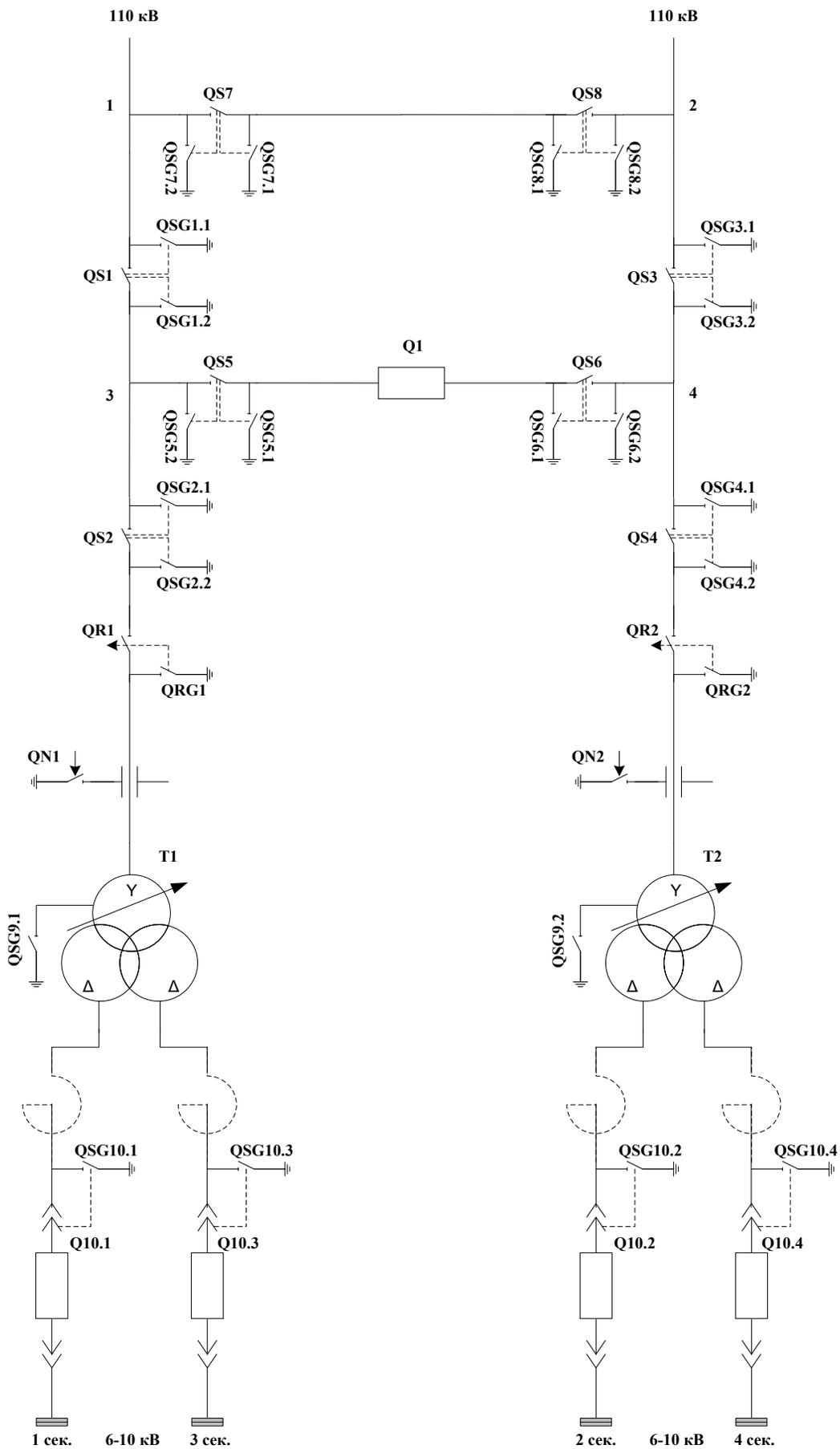


Рис. 6.14. Электрическая схема «Мостик»
(Источник: ТП 407-03-456.87, Альбом I [35], стр. 35)

6.5. Результаты диагностики оперативных блокировок безопасности

Методика диагностики ОББ была апробирована на 60 действующих ПС с использованием предварительно составленных схем логического построения. Диагностика позволила определить общее техническое состояние систем ОББ на энергообъектах, выявить менее надежные элементы системы и установить причины, приводящие их в нерабочее состояние [1, 2].

На большинстве РУ установлены системы ЭМБ. На некоторых из них в качестве основной выполнены механическая замковая или электромеханическая блокировки. Установленные на ОРУ и в ЗРУ (КРУ) ЭМБ исправны только на 7 объектах из 52.

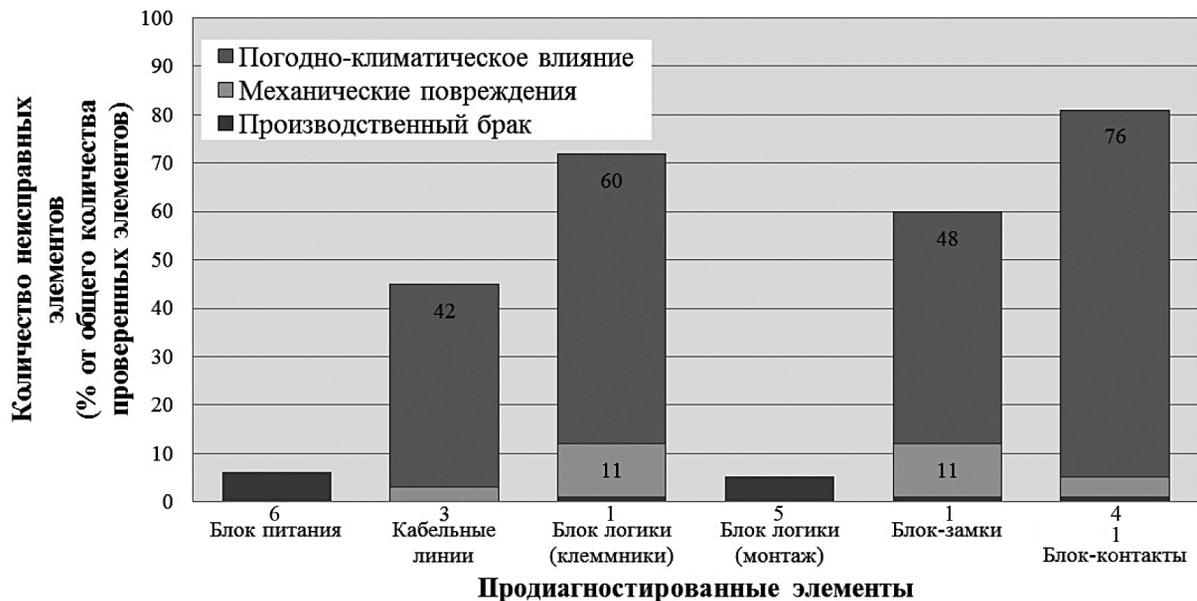


Рис. 6.15. Результаты диагностики систем ОББ

Среди основных причин неисправности ОББ можно выделить следующие (рис. 6.15).

1. Отсутствует или неисправен БП.

На большей части обследованных ПС питание цепей ОББ осуществляется выпрямленным током посредством БП, подключенных к сети собственных нужд. Ни на одной из ПС не предусмотрено резервное питание ОББ. Неисправность БП, в основном, связана с дефектами (производственным браком) отдельных элементов и их повреждением при эксплуатации. БП неисправны на 25 % обследованных объектов.

2. Дефекты кабельных линий.

Для КЛ характерны такие дефекты, как механические повреждения и пониженное сопротивление изоляции. Дефекты КЛ возникают вследствие продолжительной их эксплуатации на открытом воздухе (на ОРУ), из-за невыполнения условий ЭМС, случайного повреждения изоляции обслуживающим персоналом или грызунами. Использование КЛ большой протяженности (до десятков км) делает систему очень ненадежной и небезопасной, а также усложняет ее диагностику.

Механические повреждения можно обнаружить только при визуальном осмотре (рис. 6.16), в то время как пониженное сопротивление изоляции выявляется в результате измерений с помощью УКИ. На всех энергообъектах в нормальном режиме работы цепи блокировки отключены от БП. По этой причине отсутствует непрерывный мониторинг состояния изоляции системы. С помощью УКИ, можно оценить сопротивление изоляции только тех элементов, которые в данный момент времени подключены к общей схеме.

Пониженное сопротивление изоляции КЛ было выявлено на всех ПС, в состав которых входит ОРУ. Механические повреждения имеют около 3 % всех КЛ. Около 50 % обследованных КЛ непригодны для эксплуатации.

3. Некорректное функционирование блока логики.

Основной причиной неправильной работы блока логики являются дефекты клеммников, блок-контактов (механические повреждения, сильное окисление контактов) и распределительных КЛ, с помощью которых собираются цепи логики.

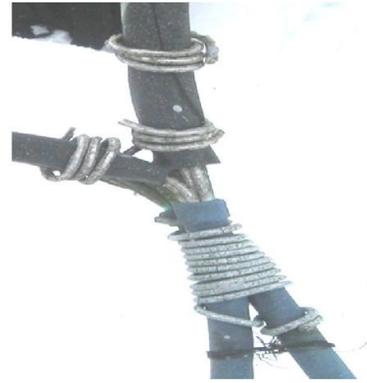
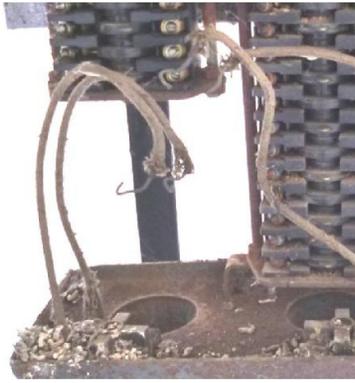


Рис. 6.16. Дефекты кабельных линий

На некоторых ПС блок логики неверно собран из-за неправильно составленных логических цепей при проектировании или ошибок при монтаже (рис. 6.17). Вследствие этого, сигнал о разрешении или запрете оперирования того или иного коммутационного аппарата является ошибочным. На нескольких ПС блок логики отсутствовал полностью из-за сложности составления логических цепей. Особенно это касается РУ, реализованных на разъединителях, отделителях и короткозамыкателях (без выключателей).

90		338	
91		115	
92		XT86	
93		474	
		1900	

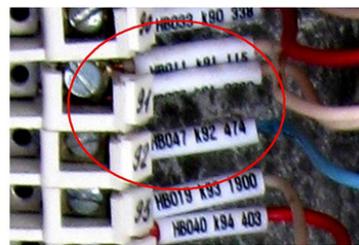


Рис. 6.17. Дефекты блока логики (жила кабеля XT 86 в соответствии с монтажной схемой должна быть подключена к клемме 92, в действительности — к клемме 91)

Исправные системы блокировки на одном РУ могут быть неполными из-за неисправности участка системы на другом РУ в пределах одной ПС. Данная ситуация встречается, например, после замены механической замковой блокировки на ЭМБ только на части оборудования ПС (на одном из РУ). Подключение исправной части системы к неисправной не делает ее исправной, в целом она остается неработоспособной. Кроме этого, в системах блокировки при ее ремонте на одном РУ зачастую не предусматривается связь с другими РУ (с другими частями ПС). Это относится к трансформаторным присоединениям, для которых имеет значение положения оборудования со всех сторон трансформатора. Блоки логики не пригодны к эксплуатации на 85 % объектов с ЭМБ.

4. Дефекты блок-замков и блок-контактов.

Из общего количества обследованных блок-замков и блок-контактов неисправными признаны 60 и 80 % соответственно. На некоторых объектах это число достигает 100 %. В основном данные элементы имеют механические повреждения (рис. 6.18) из-за неаккуратного обращения с ними оперативного персонала или отсутствия должной защиты от погодных-климатических воздействий (состояние шкафов приводов разъединителей неудовлетворительное).

Отказ БП или распределительных КЛ приводит к полной неработоспособности системы. Выход из строя блок-замка, блок-контакта, групповой КЛ приводит к неисправности системы в пределах присоединения, к которому относится отказавший элемент, и, как следствие, система становится неполной. Система состоит из последовательно соединенных элементов, поэтому при отказе одного из них не может выполнять всех поставленных перед ней функций и требует ремонта.

5. Отсутствие документации по ОББ.

Ни на одной из обследованных ПС нет полного комплекта технической документации по ОББ, список которой определен в [21]. Чаще всего отсутствует акт комплексных испытаний и паспорт-протокол проверки при вводе системы ОББ в эксплуатацию. Электрические и монтажные схемы хранятся в службе РЗА, но некоторые из схем, являющиеся частью проектной документации, устарели и не соответствуют исполнительным схемам. Комплект заводской документации (паспортов) на оборудование оперативной блокировки присутствует не в полном объеме.



а) шкаф привода



б) блок-контакты КСА



в) блок-замок

Рис. 6.18. Дефекты элементов ОББ в шкафах приводов разъединителей

По результатам диагностики систем ОББ для каждого объекта составляется Технический отчет с протоколами измерений, анализом результатов, заключением о ее техническом состоянии (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное) и ведомостями дефектов, в которых перечисляются обнаруженные дефекты и указываются причины их возникновения.

Диагностика систем ОББ на действующих энергообъектах позволила получить объективную картину их технического состояния, найти слабые места, выявить дефекты, возникшие при проектировании, монтаже и эксплуатации, а также установить причины появления отказов систем.

Выводы

1. Практически все системы механической замковой, электромеханической и электромагнитной блокировок в ячейках КРУ в настоящее время находятся в неисправном состоянии, т.е. не пригодны к эксплуатации по причине поломки электромагнитных ключей и/или замков.

2. Электромагнитная блокировка, установленная на открытых и в закрытых распределительных устройствах, исправна только на 13 % обследованных подстанций. Система выработала свой эксплуатационный ресурс и требует замены всех элементов.

3. Основными причинами неработоспособного технического состояния ОББ и непригодности к дальнейшей эксплуатации являются:

— отсутствие блока питания цепей блокировки или его неисправное состояние (выход из строя отдельных элементов);

— неисправное техническое состояние КЛ (нарушение целостности жил из-за механических повреждений, пониженное (менее 5 МОм) значение сопротивления изоляции);

— неисправное техническое состояние блока логики (повреждения клеммников, блок-контактов высоковольтных выключателей и КСА, не корректное составление логических цепей);

— неисправное техническое состояние блок-замков, блок-контактов и электромагнитных ключей (механические повреждения, сильное окисление контактов, отсутствие отдельных элементов или целого устройства);

— отсутствие полного комплекта технической документации, список которой установлен в [21].

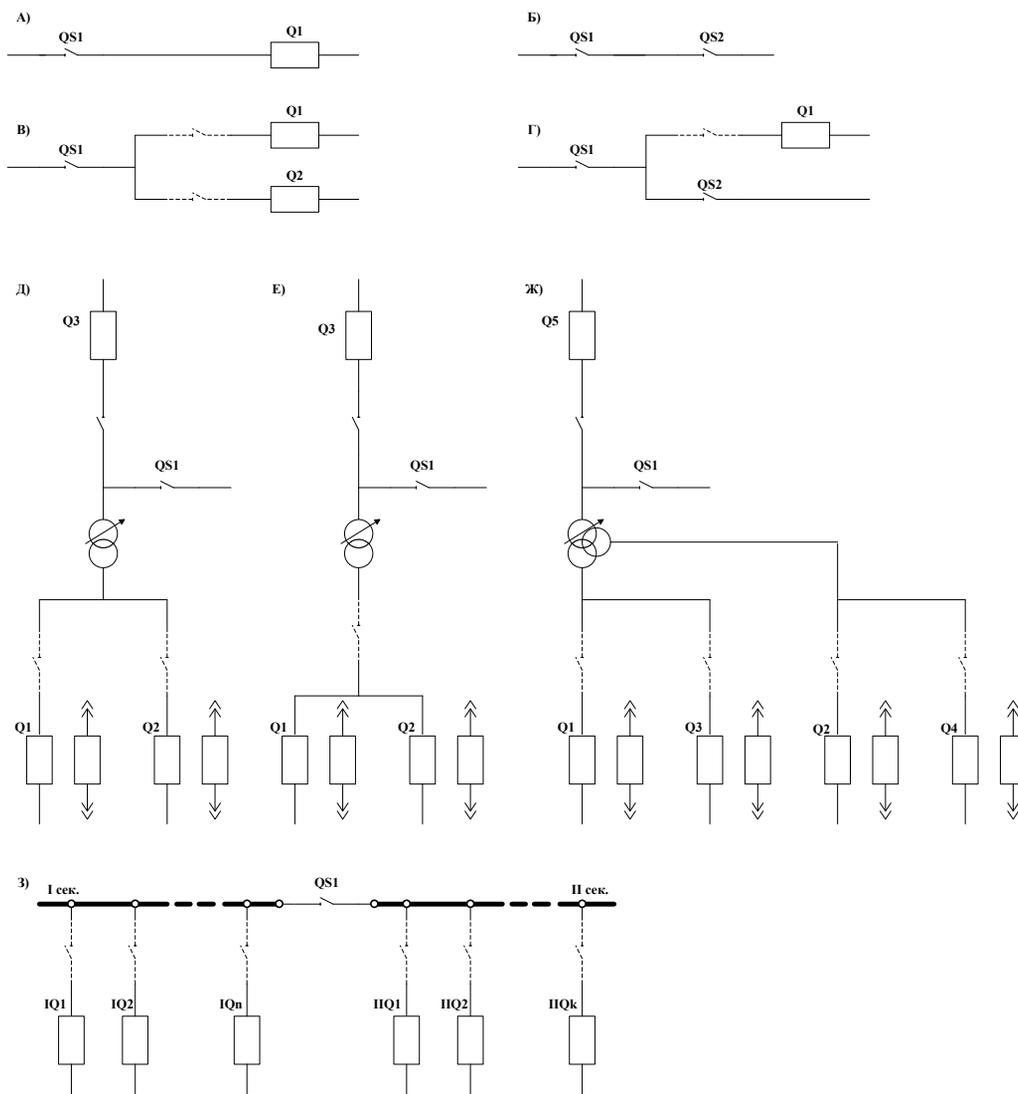
Список литературы

1. Борисов, Р.К. Анализ состояния систем оперативных блокировок безопасности на энергообъектах. / Р.К. Борисов, С.С. Жуликов, А.А. Уситвина // Энергобезопасность и энергосбережение. — 2014. — № 1. — С. 5–9.
2. Борисов, Р.К. Результаты комплексной проверки работоспособности оперативных блокировок безопасности на электрических подстанциях / Р.К. Борисов, С.С. Жуликов, А.А. Уситвина // Вестник МЭИ. — 2013. — № 2 — С. 59–64.
3. ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ Электротехнические устройства на напряжения свыше 1000 В. Требования безопасности.
4. ГОСТ 12.2.007.4-75 (2001) Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. «Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств».
5. ГОСТ 18311-80 Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий. — М.: Издательство стандартов, 2004.
6. ГОСТ 27518-87 Диагностирование изделий. Общие требования. — М.: Стандартиформ, 2009.
7. ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электрическим разрядам. Требования и методы испытаний. — М.: Стандартиформ, 2013.
8. ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний. — М.: Стандартиформ, 2013.
9. ГОСТ 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 2004.
10. ГОСТ 50649-94 (МЭК 1000-4-9-93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 1994.
11. ГОСТ 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебательным затухающим помехам. Требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 2000.
12. ГОСТ 51317.4.16-2000 (МЭК 61000-4-16-98) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц. Требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 2001.
13. ГОСТ 51317.4.17-2000 (МЭК 61000-4-17-99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 2001.
14. ГОСТ 51317.4.4-2007 (МЭК 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний. — М.: Стандартиформ, 2008.
15. ГОСТ 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 2000.
16. ГОСТ 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний. — М.: Издательство стандартов, 2000.
17. ГОСТ Р 52726-2007 Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия. — М.: Стандартиформ, 2007.
18. ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М.: Стандартиформ, 2012.
19. Правила устройства электроустановок. — 7-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 2003.
20. Распоряжение №276р от 05.05.2010 «Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения». — М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

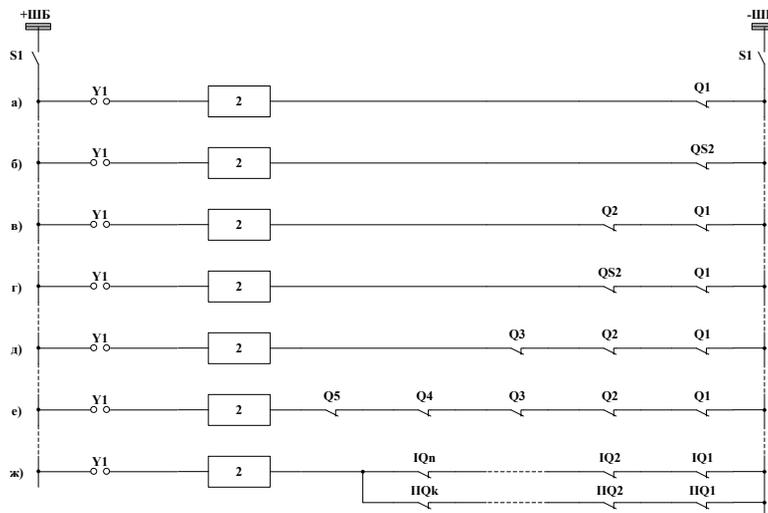
21. РД 34.35.512 Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения. — М.: Союзтехэнерго, 1979.
22. Рекомендации по методам технического обслуживания автоматических выключателей, присоединений 0,4 кВ и средств релейной защиты, присоединений 6-35 кВ с использованием комплектных испытательных устройств серии САТУРН. — М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
23. Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР: (Электротехн. часть). — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
24. СО 153-34.03.150-2003 Межотраслевые правила по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
25. СО 153-34.20.187-2003 Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
26. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. — М.: Энергосервис, 2003.
27. СО 153-34.20.505-2003 Инструкция по переключениям в электроустановках. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
28. СО 34.35.311-2004 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях. — М., 2004.
29. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). — М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009.
30. СТО-56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования. — М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
31. СТО-56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства. — М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
32. СТО-56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. — М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.
33. ТП 407-03-419.87 Схемы оперативной блокировки разъединителей ПС 110–220 кВ. Альбом I «Оперативная блокировка разъединителей трансформаторов 110–220 кВ подстанций с упрощенными схемами». — М.: ИС «Техэксперт».
34. ТП 407-03-419.87 Схемы оперативной блокировки разъединителей ПС 110–220 кВ. Альбом II «Оперативная блокировка разъединителей автотрансформаторов 220 кВ подстанций с упрощенными схемами». — М.: ИС «Техэксперт».
35. ТП 407-03-456.87 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6–750 кВ подстанций. Альбом I «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств и указания по их применению».

Организация блока 1 «Снятие нагрузки»

а) варианты включения разъединителей в электрической схеме

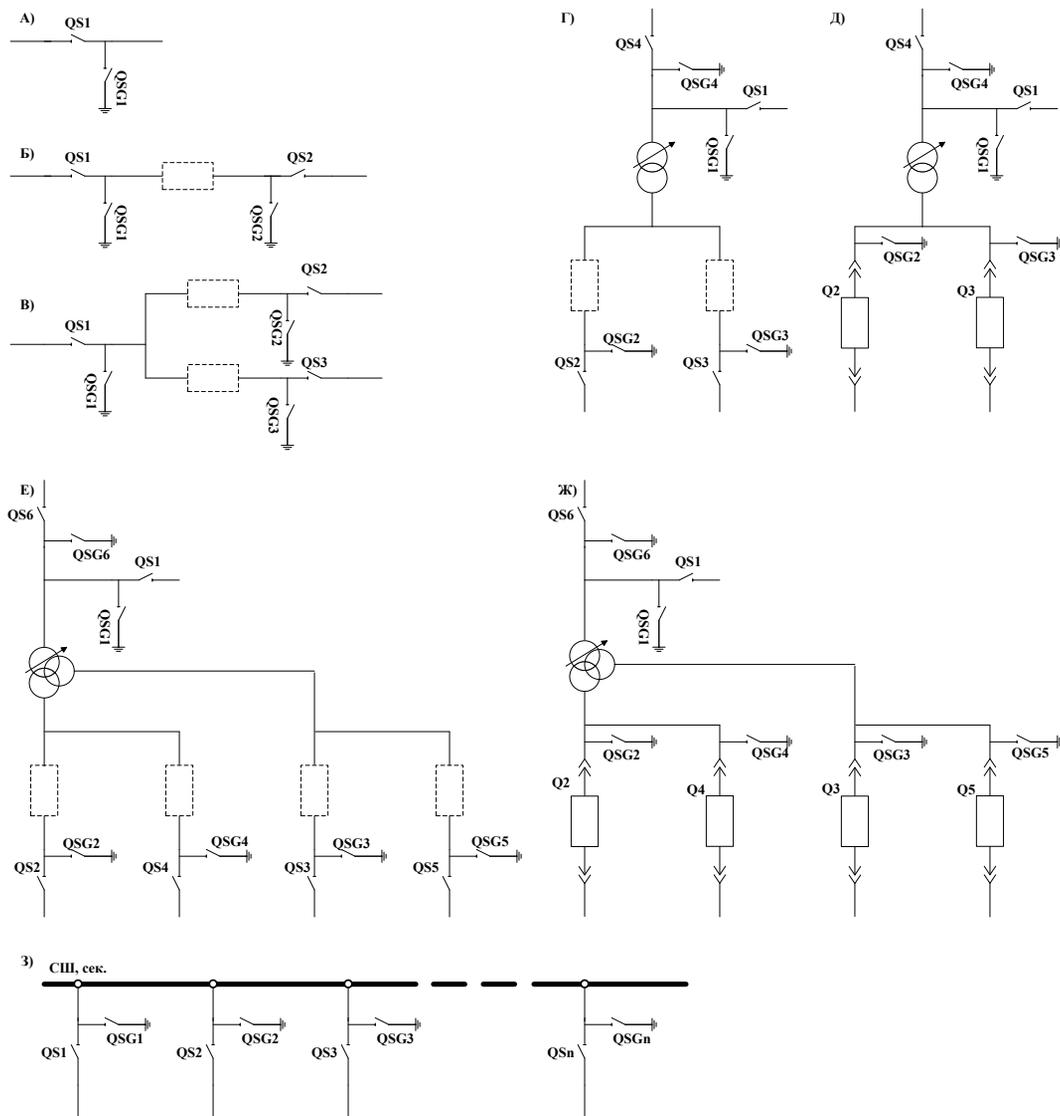


б) построение логической цепочки (А-а; Б-б; В-в; Г-г; Д,Е-д; Ж-е; З-ж)

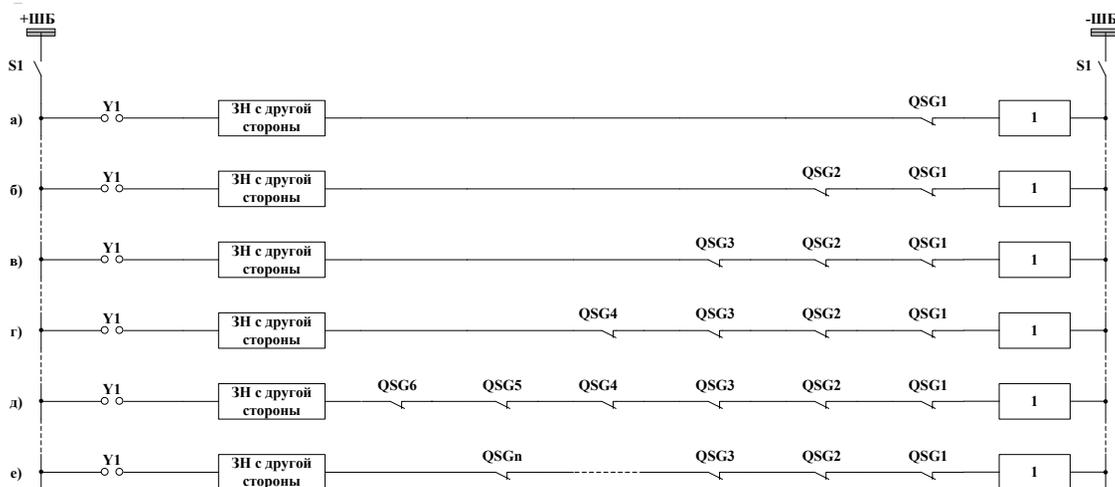


Организация блока 2 «Исключение возможности подачи напряжения на заземленные участки цепи»

а) варианты включения разъединителей в электрической схеме

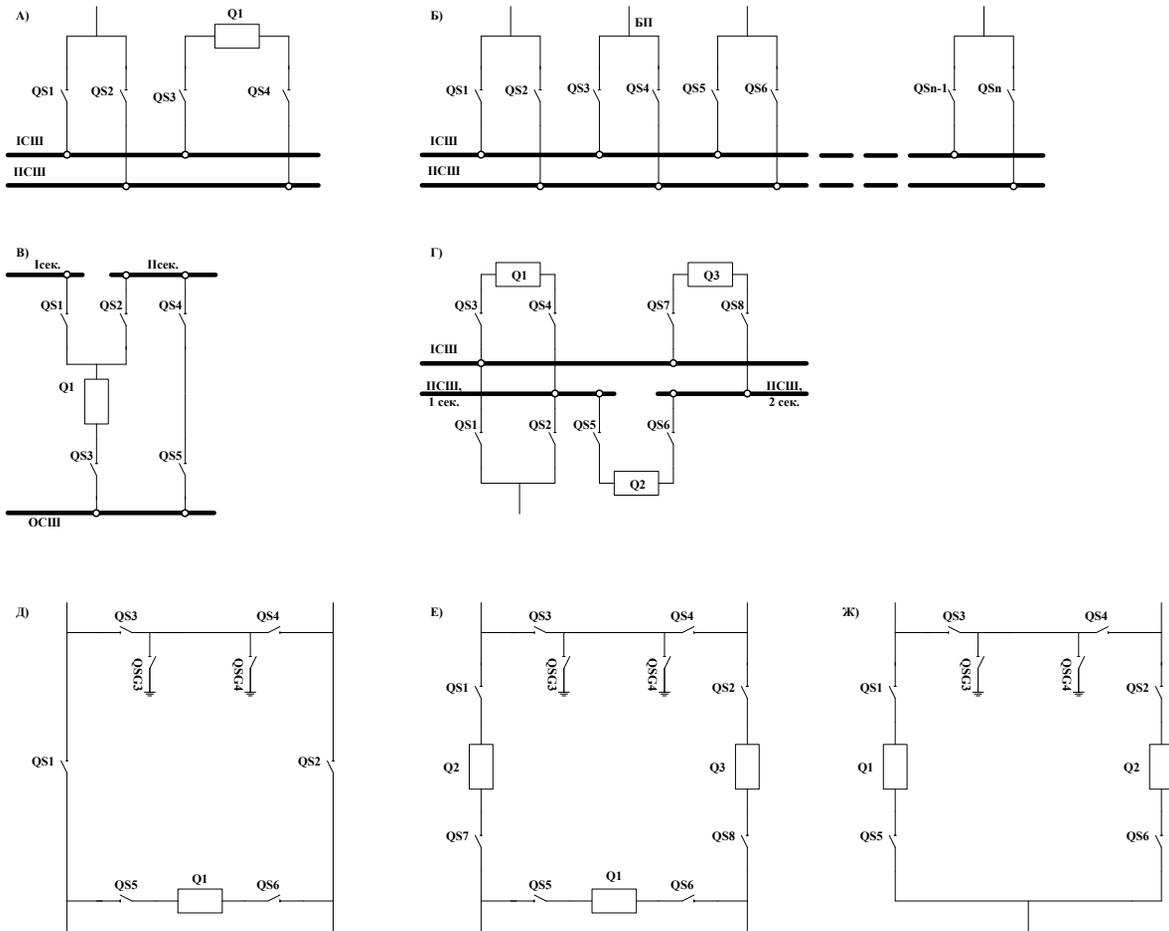


б) построение логической цепочки (А-а; Б-б; В-в; Г, Д-г; Е, Ж-д; З-е)

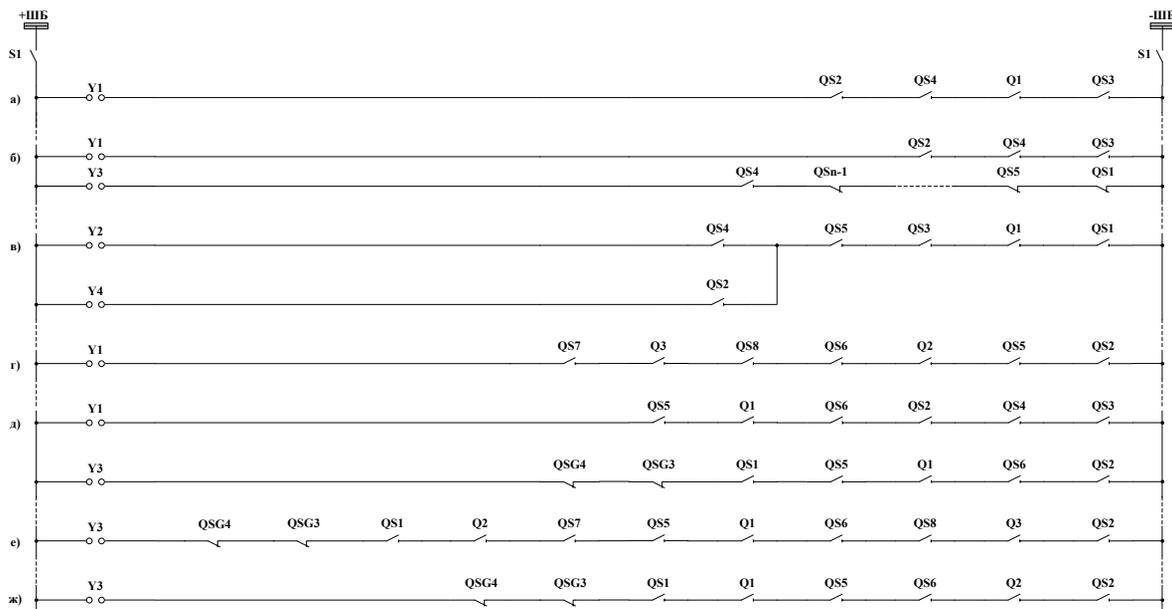


Организация блока 3 «Организация цепи с малым сопротивлением»

а) варианты включения разъединителей в электрической схеме

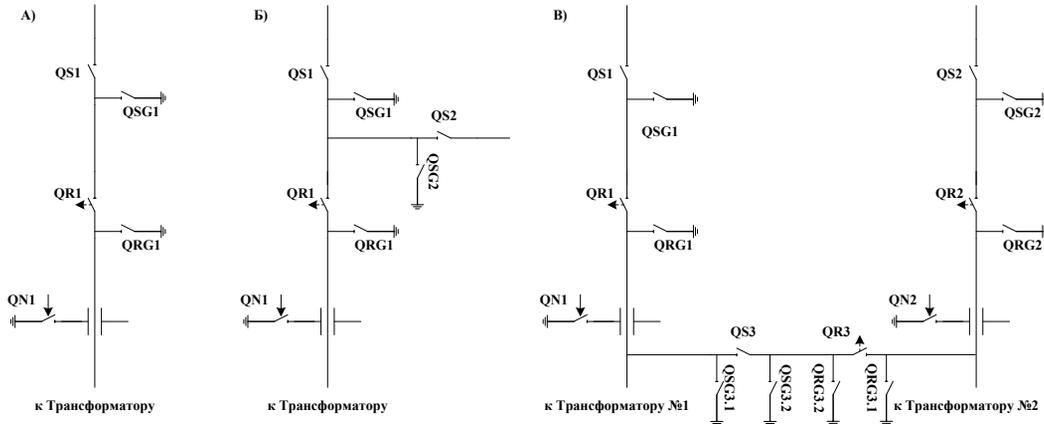


б) построение логической цепочки (А-а; Б-б; В-в; Г-а,г; Д-д; Е-е; Ж-ж)

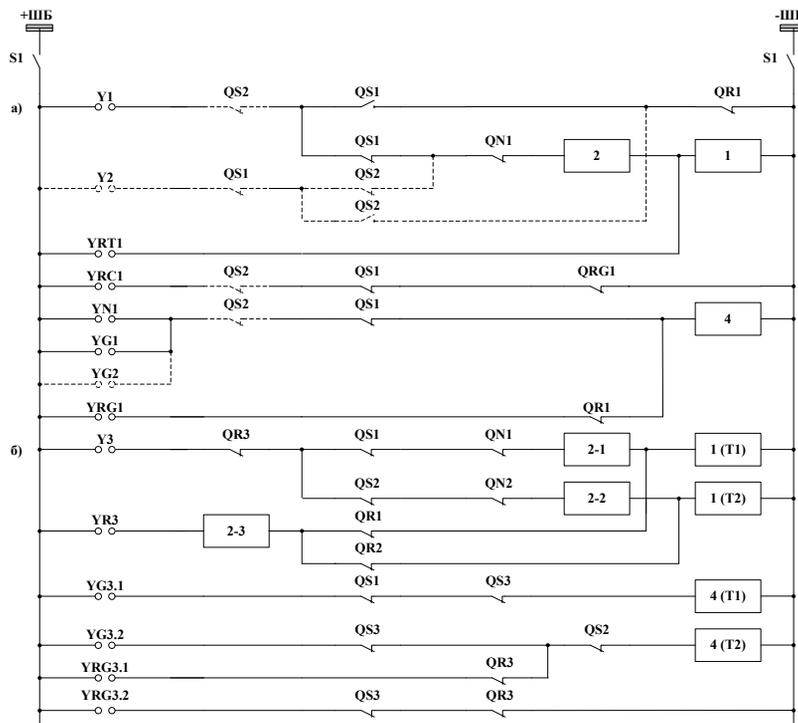


Первичные схемы включения оборудования, реализованные на отделителях

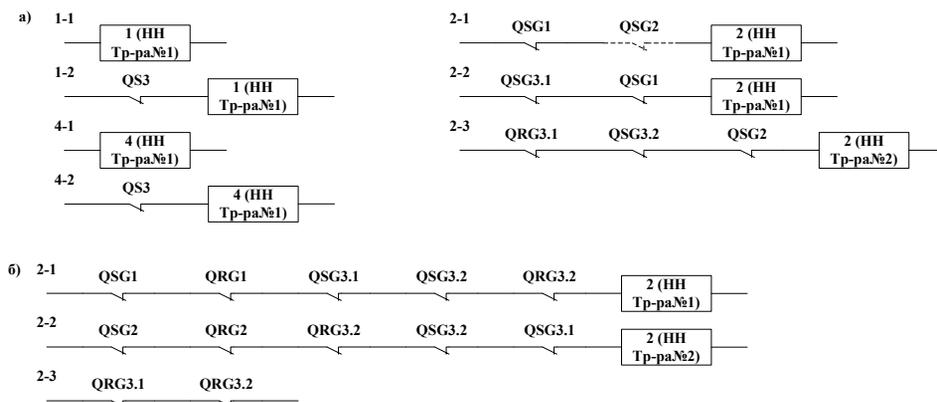
а) варианты включения разъединителей и отделителей в электрической схеме



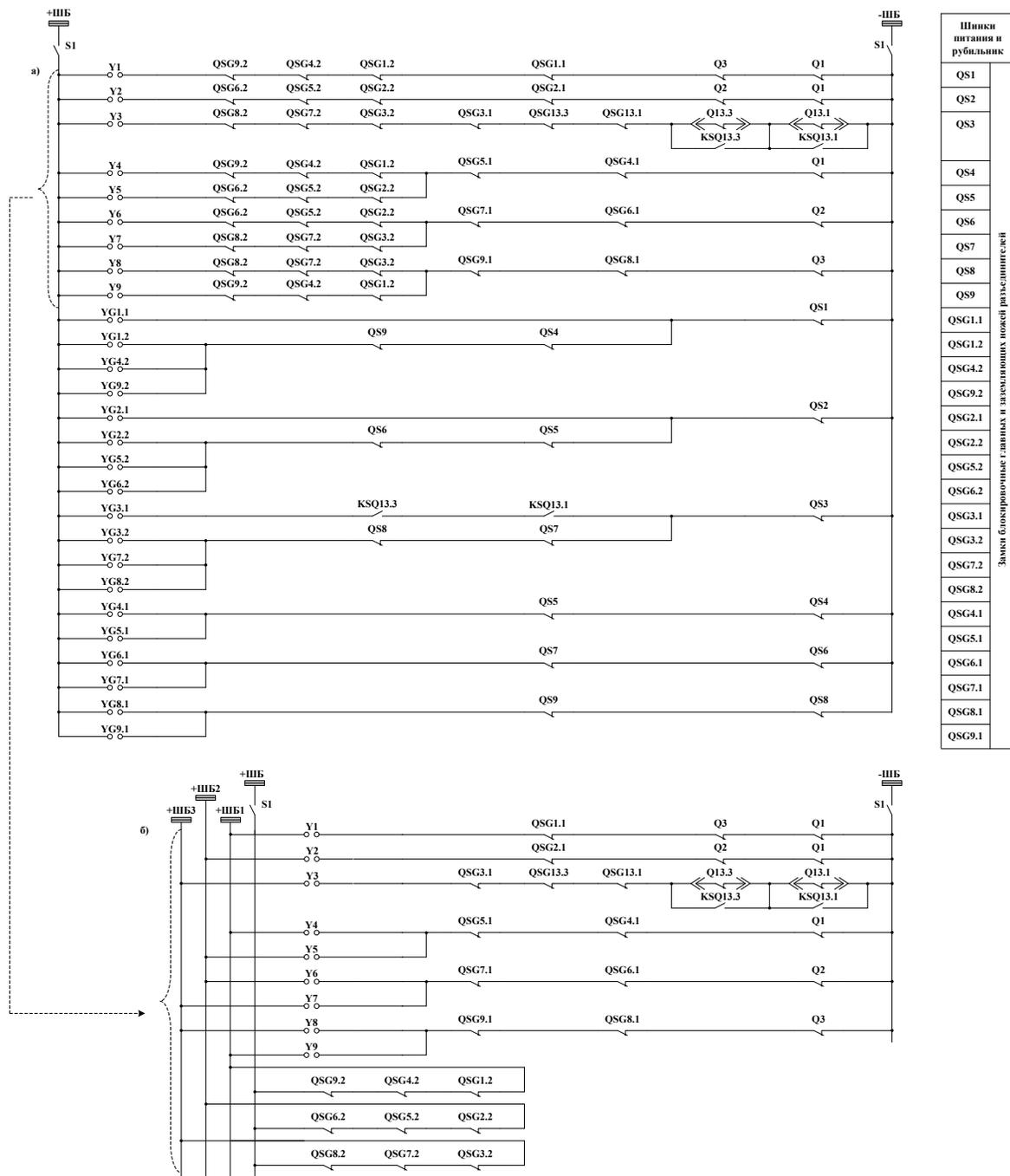
б) построение логической цепочки (А,Б-а; В-а,б)



в) организация блоков 1,2,4 в зависимости от схемы включения А,Б,В



Блок логики для схемы «треугольник»



Справочное издание

Борисов Руслан Константинович
Жуликов Сергей Сергеевич
Коломиец Евгений Владимирович

**ДИАГНОСТИКА СИСТЕМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ,
МОЛНИЕЗАЩИТЫ, СОБСТВЕННЫХ НУЖД,
ПОСТОЯННОГО ТОКА, БЛОКИРОВОК БЕЗОПАСНОСТИ
И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ**

Редактор Т.А. Феоктисова
Компьютерная верстка Ю.В. Сушка
Дизайн обложки Д.А. Николаевой

Подписано в печать 14.05.2018.	Формат 60×84/8			
Бумага мелованная	Печать офсетная	Гарнитура Таймс		
Печ. л. 46,5	Усл.печ.л. 43,25	Уч.-изд. 46,8	Тираж 350 экз.	Заказ №

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии Издательства МАИ (МАИ).
125993, г. Москва, А-80, ГСП-3, Волоколамское шоссе, д. 4.