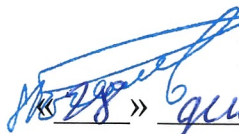




**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ»**

«УТВЕРЖДАЮ»

Президент НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

 Н.Д. Роголев
«18» декабрь 2018 г.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» и секции №3 «Технологии и оборудование для автоматизации систем управления в электрических сетях» НТС ПАО «Россети» по теме: **«Обсуждение проекта стандарта ПАО «Россети» «Дистанционное управление устройствами РЗА при оперативных переключениях. Технические решения».**

17 декабря 2018 г.

г. Москва

Присутствовало: 44 человека (список представлен в Приложении 1).

На заседании выступили:

С вступительным словом:

- Председатель секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России», к.т.н. – А.В. Жуков.

С докладом:

1. «Разработка стандарта «Дистанционное управление устройствами РЗА при оперативных переключениях. Технические решения» - Т.Г. Бусыгин (ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ») (приложение 2).

В обсуждении докладов и прениях выступили:

А.В. Жуков, А.И. Расщепляев, А.А. Волошин, Е.А. Волошин, Т.Г. Бусыгин, А.И. Волков, М.Г. Линт, Д.М. Серов.

Заслушав доклады, выступления участников в дискуссии, заседание отмечает следующее:

1. Телеуправление оборудованием и устройствами РЗА подстанций позволяет существенно сократить время вывода оборудования в ремонт и устройств РЗА для технического обслуживания и ввода их в работу, повысить безопасность работы персонала, исключив воздействие на него опасных производственных факторов. Помимо этого, новая технология позволяет исключить ошибки в процессе выполнения оперативных переключений, за счет использования автоматизированных бланков и программ переключений при выводе оборудования в ремонт и устройств РЗА для технического обслуживания и вводе их в работу. С переходом на новый уровень оперативно-технологического управления с применением телеуправления в Единой энергосистеме повысится управляемость, наблюдаемость и снизится время реакции энергосистемы на аварийные события.

2. В настоящее время основные принципы и порядок переключений определяются разработанными и утвержденными ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» основополагающими нормативно-техническими документами по телеуправлению:

2.1. «Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций» (утверждены ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 20.09.2016);

2.2. «Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций» (утверждены ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 20.09.2016);

2.3. «Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций

телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций» (утверждены ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» 01.06.2018)).

3. В рамках выполнения работ по совершенствованию нормативно-технической базы ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» по заказу ПАО «МРСК Сибири» для нужд ПАО «Россети» разработан проект стандарта «Дистанционное управление устройствами РЗА при оперативных переключениях. Технические решения» (далее – проект Стандарта).

4. Разработанный проект Стандарта устанавливает единые требования и определяет технические решения по ДУ микропроцессорными УРЗА при оперативных переключениях.

5. Основные положения проекта Стандарта:

5.1. Требования к оборудованию, на котором возможно использование ДУ УРЗА.

5.2. Принципы организации ДУ УРЗА при оперативных переключениях для энергообъектов без применения технологии «Цифровой подстанции» (ЦПС).

5.3. Принципы организации ДУ УРЗА при оперативных переключениях для энергообъектов, на которых реализованы технологии ЦПС согласно МЭК 61850.

5.4. Определяет реализацию ДУ УРЗА в соответствии с корпоративным профилем МЭК 61850.

5.5. Порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления устройствами РЗА.

5.6. Требования, предъявляемые к оборудованию энергообъекта для осуществления функций дистанционного управления устройствами РЗА.

5.7. Требования к информационной безопасности, предъявляемые при дистанционном управлении устройствами РЗА.

5.8. Наличие замечаний АО «СО ЕЭС» к проекту Стандарта, в том числе, по приведению его положений в соответствие с документами по п. 2 Отметили настоящего протокола.

Рассмотрев материалы НТС и заслушав докладчиков, совместное заседание секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления

режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» и секции №3 «Технологии и оборудование для автоматизации систем управления в электрических сетях» НТС ПАО «Россети» **приняло следующие решения:**

1. Одобрить деятельность ПАО «Россети» по разработке проекта стандарта «Дистанционное управление устройствами РЗА при оперативных переключениях. Технические решения».

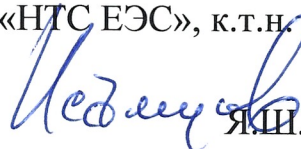
2. Рекомендовать ПАО «Россети» доработать проект Стандарта с учетом замечаний высказанных на заседании НП «НТС ЕЭС» и замечаний АО «СО ЕЭС», направленных в адрес ПАО «Россети».

3. Рекомендовать ПАО «Россети» после доработки проекта Стандарта вынести результаты на заседание секций «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», «Управления режимами энергосистем, РЗА» и «Стандартизация в электроэнергетике» НП «НТС ЕЭС».


Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор


В.В. Молодюк

Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.


Я.И. Исамухамедов

Председатель секции «Управление
режимами энергосистем, РЗА»
НП «НТС ЕЭС»


А.Ф. Бондаренко

Ученый секретарь секции
«Управление режимами энергосистем,
РЗА» НП «НТС ЕЭС»


А.Ф. Морозова

Председатель секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП
«НТС ЕЭС», к.т.н.


А.В. Жуков

Ученый секретарь секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП «НТС
ЕЭС»


А.И. Расщепляев

Руководитель секции 3 НТС
ПАО «Россети» «Технологии и
оборудование для автоматизации
систем управления в электрических
сетях», к.т.н.



Г.С. Нудельман

Ученый секретарь секции 3 НТС
ПАО «Россети» «Технологии и
оборудование для автоматизации
систем управления в электрических
сетях», к.т.н.



А.А. Наволочный

Ответственный секретарь НТС
ПАО «Россети»



Э.В. Магадеев



**Кафедра релейной защиты и
автоматизации энергосистем
Национального исследовательского
университета МЭИ**



Разработка стандарта «Дистанционное управление устройствами РЗА при оперативных переключениях»

Волошин А.А.
Бусыгин Т. Г.
Волошин Е.А.
Елкин С.В.

Предпосылки разработки стандарта

- Массовое внедрение цифровых систем передачи информации на электросетевых объектах;
- Глобальная интеграция автоматизированных систем технологического управления на энергообъектах;
- Массовая интеграция устройств РЗА (УРЗА) на базе микропроцессорной техники с большим количеством сигналов и функций, поддерживающих возможность дистанционного управления (ДУ);
- Внедрения концепции необслуживаемых подстанций;
- Формализация описания функций РЗА в соответствии со стандартом МЭК 61850.

Результат: формируется необходимость определения требований к организации ДУ УРЗА

Предпосылки разработки стандарта

Разработка правил и требований к организации ДУ УРЗА обусловлена необходимостью:

- обеспечения возможности выполнения оперативных переключений с использованием ДУ функциями УРЗА;
- снижения времени на выполнение оперативных переключений;
- определения порядка взаимодействия оперативного, диспетчерского персонала и персонала служб РЗА при осуществлении ДУ УРЗА;
- предотвращения возникновения технологических нарушений, снижения ущерба.

Результат разработки стандарта

Разработанный стандарт:

- устанавливает единые требования и определяет технические решения по ДУ микропроцессорными УРЗА при оперативных переключениях;
- определяет требования к оборудованию, на котором возможно использование ДУ УРЗА;
- содержит принципы организации ДУ УРЗА при оперативных переключениях для энергообъектов без применения технологии «Цифровой подстанции» (ЦПС) и для энергообъектов, на которых реализованы технологии ЦПС согласно МЭК 61850;
- определяет реализацию ДУ УРЗА в соответствии с корпоративным профилем МЭК 61850.

Основные разделы стандарта

1. Область применения

2. Нормативные ссылки

- Содержит перечень документов, в соответствии с которыми разработан стандарт. Например:
 - Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»;
 - Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;
 - Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;
 - Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций.

3. Принципы организации ДУ УРЗА

- Содержит общие положения организации ДУ (ТУ) УРЗА;
- Устанавливает распределение прав ДУ (ТУ) УРЗА;
- Определяет распределение приоритетов ДУ (ТУ) при нормальном и аварийном режиме работы.

Основные разделы стандарта

4. Порядок переключений в электроустановках при осуществлении ДУ УРЗА

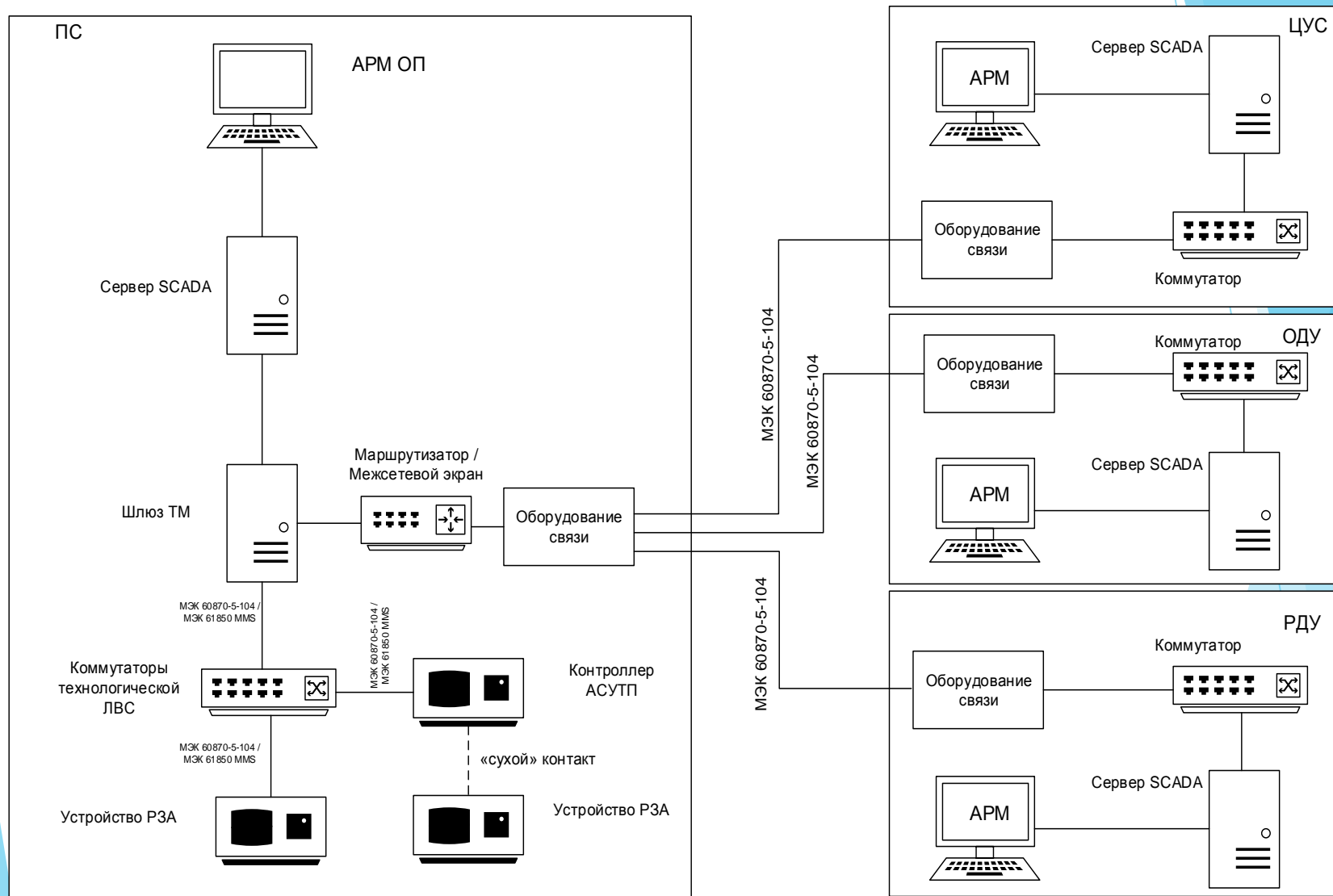
- Определяет организацию управления УРЗА посредством ДУ (ТУ), действия при ликвидации аварийных ситуаций;
- Содержит порядок контроля фактического состояния функций УРЗА;
- Устанавливает мероприятия по подготовке к выполнению переключений; последовательность выполнения операций; мероприятия по контролю соответствия фактического состояния текущей схемы; бланки и программы переключений при использовании ДУ (ТУ); рабочие программы ввода/вывода УРЗА.

5. Требования, предъявляемые к оборудованию энергообъекта для осуществления функций ДУ УРЗА

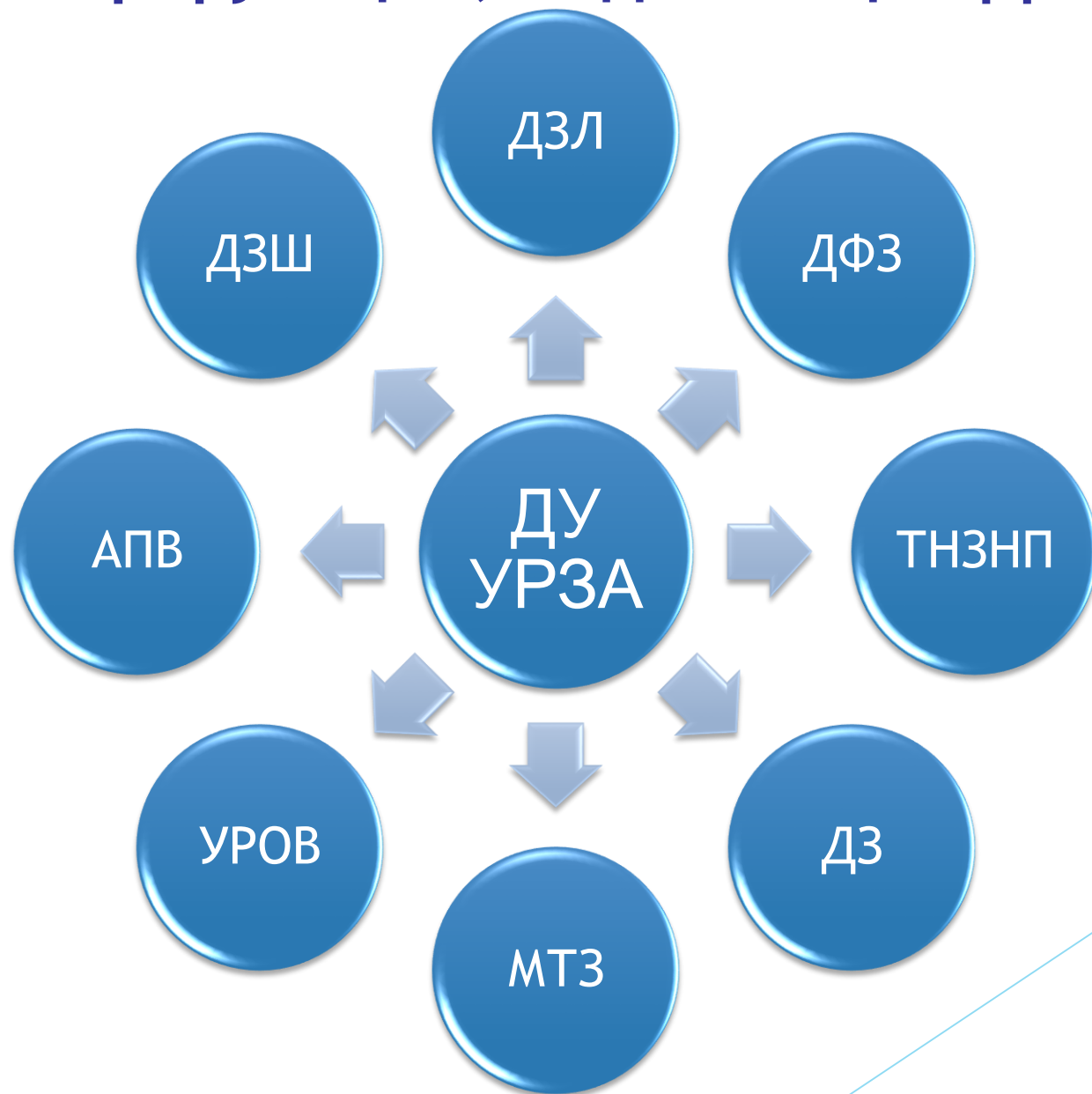
- Содержит требования к микропроцессорным УРЗА;
- Включает требования к программно-техническим средствам АСУ ТП;
- Устанавливает требования к оборудованию связи;
- Определяет требования к АРМ оперативного, диспетчерского персонала, персонала РЗА;
- Включает требования к оборудованию диспетчерских центров и ЦУС для осуществления ДУ (ТУ) устройствами РЗА;
- Устанавливает требования к достоверности выполнения события, к журналу событий.

6. Требования к информационной безопасности, предъявляемые при ДУ УРЗА

Структурная схема ДУ УРЗА



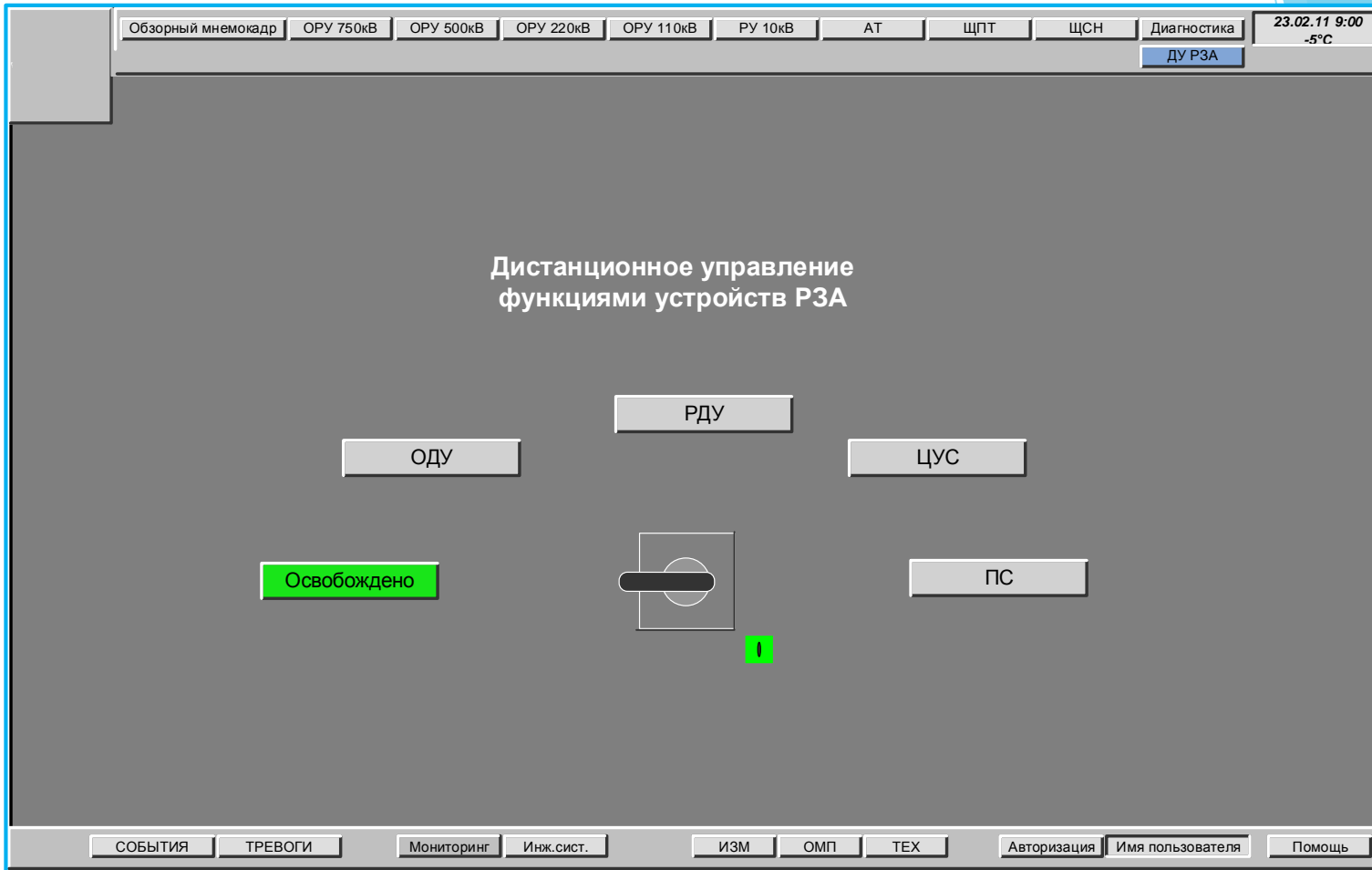
Пример функций, подлежащих ДУ и ТУ



Перечень передаваемых телесигналов для обеспечения ДУ УРЗА

№	Наименование сигнала	№	Наименование сигнала
1	Неисправность коммутатора ЛВС	9	Неисправность шлюза ТМ
2	Неисправность блока питания коммутатора ЛВС	10	Положение ключа выбора места управления функциями УРЗА
3	Состояние порта коммутатора ЛВС	11	Состояние устройства (оперативно выведено/введено)
4	Неисправность УРЗА	12	Состояние функций, управляемых дистанционно
5	Неисправность аппаратного модуля в составе УРЗА	13	Команда управления функцией РЗА
6	Положение виртуальных ключей управления функциями РЗА	14	Команда управления виртуальным ключом с фиксацией места управления
7	Положение ключа ТУ	15	Состояние функции УРЗА в соответствии с «Таблицей положений переключаемых устройств»
8	Неисправность КС	16	Неисправность в сети постоянного оперативного тока

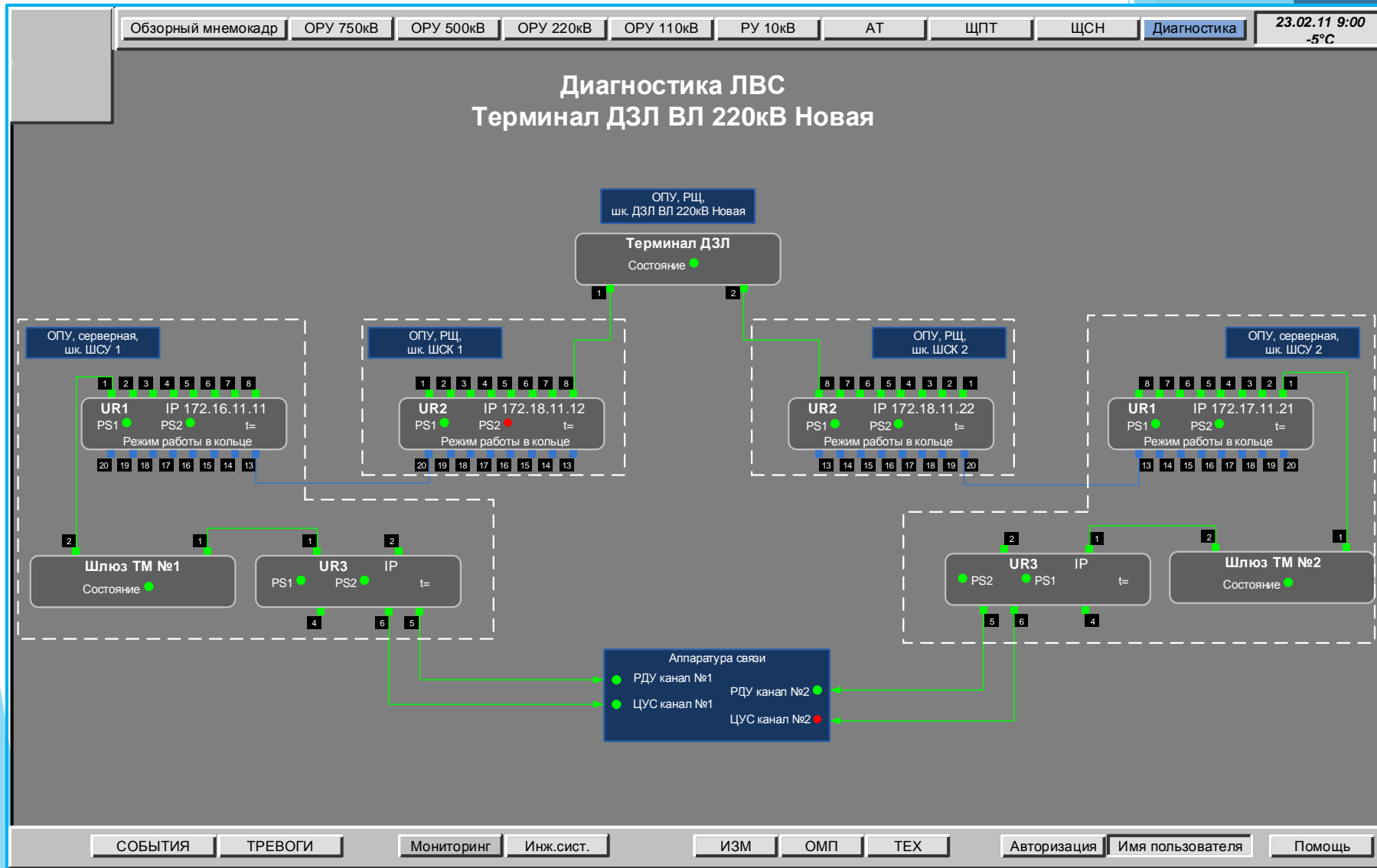
Примеры экранных форм (мнемокадров)



Пример мнемокадра управления Ключом ТУ

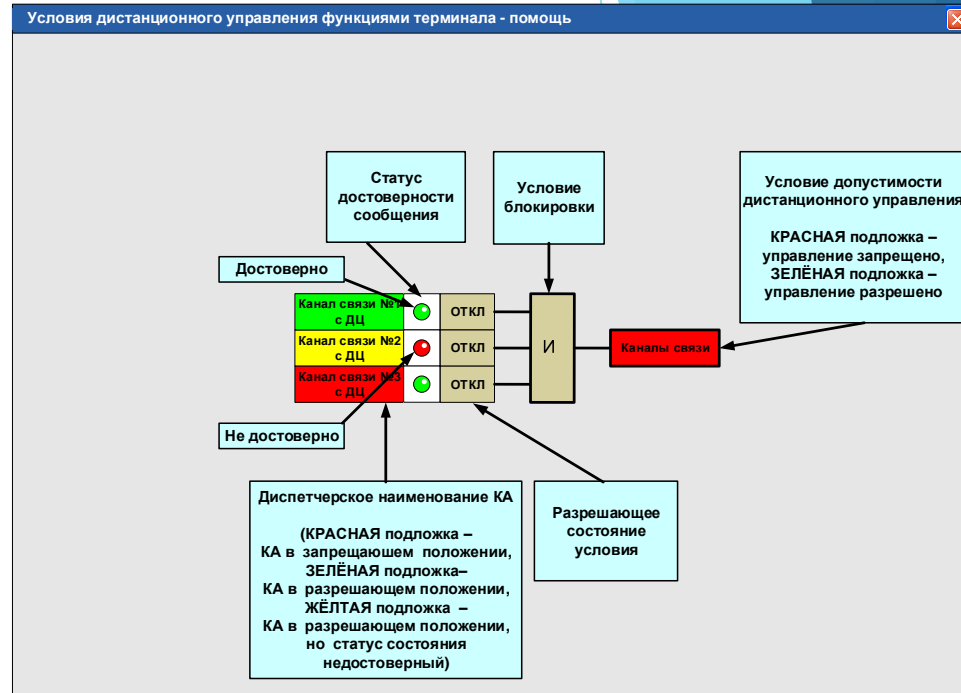
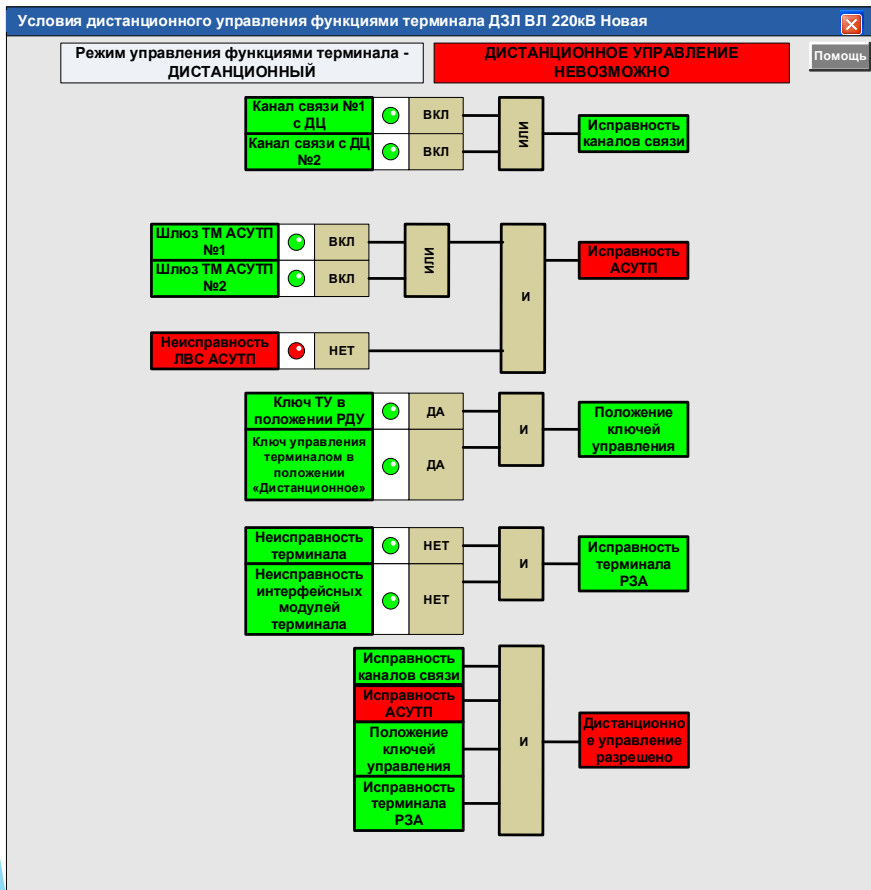
Цвет пиктограммы с изображением замка напротив виртуального ключа соответствует выполнению (невыполнению) условий для дистанционного управления ключом ТУ. Зелёный цвет подсветки кнопки выбора места управления показывает текущее состояние Ключа ТУ.

Примеры экранных форм (мнемокадров)



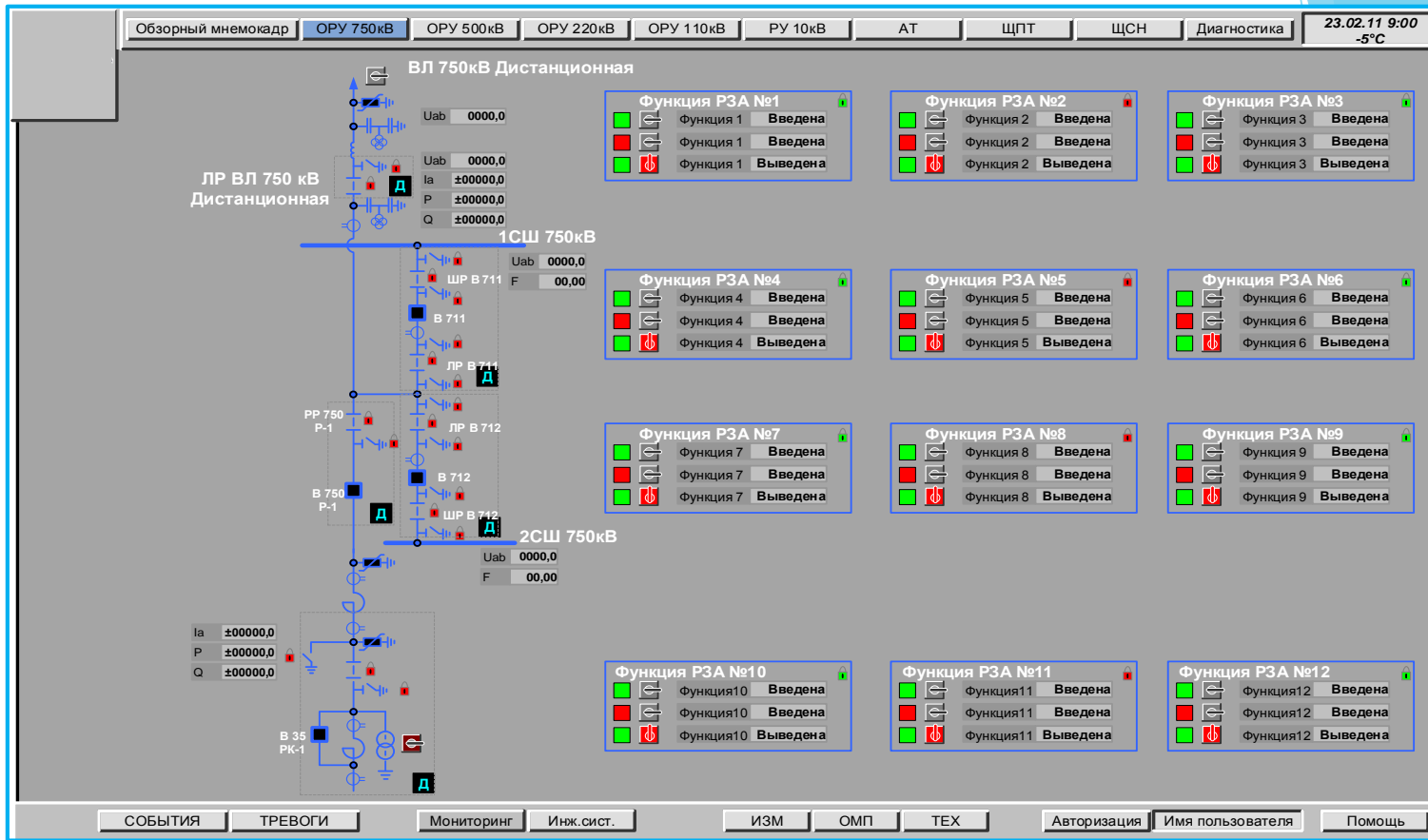
Пример мнемокадра диагностики ЛВС

Примеры экранных форм (мнемокадров)



Пример мнемокадра условий ДУ функциями РЗА

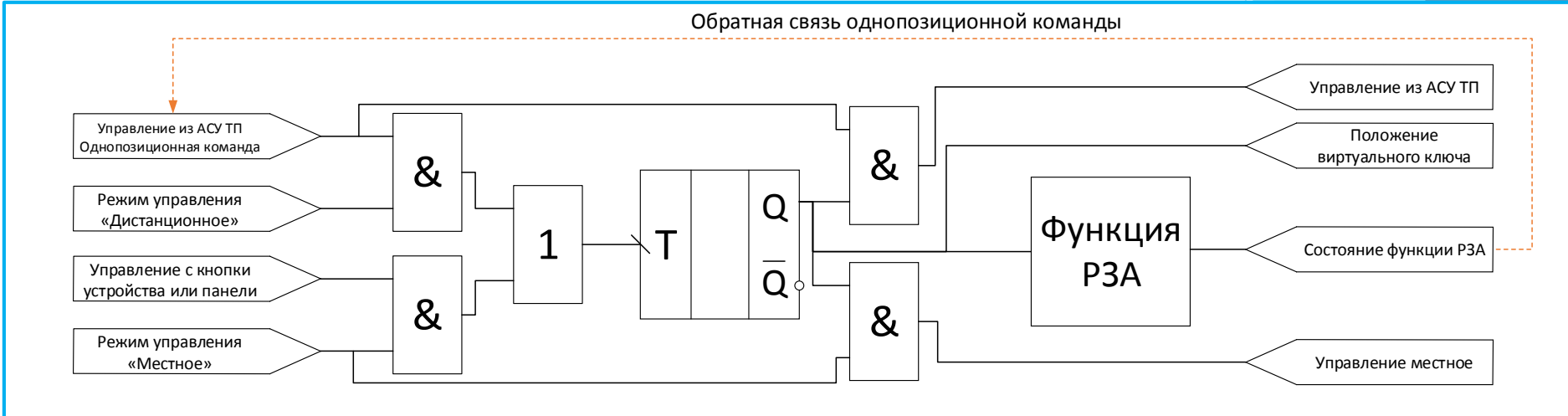
Примеры экранных форм (мнемокадров)



Пример мнемокадра обзора виртуальных ключей управления функциями РЗА

Зелёный/красный цвет прямоугольников напротив виртуальных ключей управления функциями РЗА сигнализирует о соответствии/рассогласовании состояния виртуального ключа программе оперативных переключений или «Таблице положений переключающих устройств для используемых режимов». Цвет пиктограммы с изображением замка напротив виртуального ключа соответствует выполнению (невыполнению) условий для дистанционного управления функцией.

Структурная схема логики ТУ (ДУ) функциями УРЗА



С использованием однопозиционных команд



С использованием двухпозиционных команд

Спасибо за внимание!

ОРИГИНАЛ



**МРСК
СИБИРИ**

ОКС №
СО №.№/0-0_

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**КОРПОРАТИВНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА
ПАО "МРСК СИБИРИ"**

**Дистанционное управление устройствами РЗА при оперативных переключениях.
Технические решения**

ПОЛОЖЕНИЕ

КРАСНОЯРСК 2017

ПРЕДИСЛОВИЕ

а) сведения о разработке стандарта:

РАЗРАБОТАН:

ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»

сведения об утверждении стандарта и введении его в действие:

УТВЕРЖДЕН:

СО №.0№/0-ЛУ от __.__.20__ г.

ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:

Приказом № ____ от __.__.20__ г.

сведения о гармонизации стандарта

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ
КОРПОРАТИВНОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА ПАО "МРСК
СИБИРИ"

сведения о реализации в стандарте норм федеральных законов и технических регламентов:

В НАСТОЯЩЕМ СТАНДАРТЕ ФЗ РФ "О техническом регулировании" №
ОРГАНИЗАЦИИ РЕАЛИЗОВАНЫ 184 ФЗ от 27.12.2002 г. Статьями 11-13, 17.
НОРМЫ:

ГОСТ ISO 9001-2011, ISO 9001:2008

ГОСТ Р 1.4-2004

ГОСТ Р ИСО/ТО 10013-2007

сведения о стандарте (стандартах), взамен которого (которых) разработан утвержденный
стандарт:

ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «РОССЕТИ»

СТО 34.01-х.х-xxx-xxx

СТО xxxxxxxx

**ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ УСТРОЙСТВАМИ РЗА
ПРИ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯХ**

Технические решения

Стандарт организации

Дата введения: _____

ПАО «Россети»

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН

ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»

2. ВНЕСЕН

ПАО «МРСК Сибири»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

ПАО «Россети»

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по НТД следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или электронной почтой по адресу nto@rosseti.ru.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в их производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».

Содержание

Предисловие.....	4
Сведения о стандарте организации	4
Содержание.....	5
1 Область применения	7
2 Нормативные ссылки.....	7
3 Термины и определения	10
4 Обозначения и сокращения.....	13
5 Принципы организации дистанционного управления устройствами РЗА 16	
5.1 Общие положения организации ТУ устройствами РЗА	16
5.2 Распределение прав ДУ устройствами РЗА	16
5.3 Распределение приоритетов ТУ при нормальном и аварийном режиме.....	16
6 Порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления устройствами РЗА	17
6.1 Организация управления РЗА посредством ТУ.....	17
6.2 Контроль фактического состояния функций устройств РЗА	18
6.3 Мероприятия по подготовке к выполнению переключений	19
6.4 Последовательность выполнения операций.....	19
6.5 Мероприятия по контролю соответствия фактического состояния текущей схемы необходимому состоянию.....	20
6.6 Действия при ликвидации аварийных ситуаций	20
6.7 Бланки и программы переключений при использовании дистанционного управления.	20
6.8 Программы ввода/вывода устройств РЗА	21
6.9 Порядок операций для выявления неисправностей функции ДУ устройствами РЗА при осуществлении дистанционного управления... 21	
7 Требования, предъявляемые к оборудованию энергообъекта для осуществления функций дистанционного управления устройствами РЗА	22
7.1 Требования к микропроцессорным устройствам РЗА	22
7.2 Требования к программно-техническим средствам АСУ ТП	23
7.3 Требования к оборудованию связи	25
7.4 Требования к автоматизированному рабочему месту (оперативного, диспетчерского персонала, персонала РЗА).....	26
7.5 Требования к оборудованию диспетчерских центров и ЦУС для	

осуществления ТУ устройствами РЗА.....	27
7.6 Требования к технологическому видеонаблюдению	27
7.7 Требования к достоверности выполнения воздействия.....	28
7.8 Требования к журналу событий	28
8 Требования к информационной безопасности, предъявляемые при дистанционном управлении устройствами РЗА	29
Библиографические данные	30
Приложение А. Примеры экранных форм (мнемокадров)	31
Приложение Б. Перечень сигналов, передаваемых по каналам ТМ для обеспечения работы функций ДУ РЗА	36
Приложение В. Структурная схема ДУ устройствами РЗА	37
Приложение Г. Структурная схема логики ДУ функциями устройств РЗА.....	38
Приложение Д. Схема ДУ при помощи сухого контакта	39
Приложение Е. Перечень функций, подлежащих дистанционному управлению	41
Приложение Ж. Пример реализации проекта при дистанционном управлении устройствами РЗА	44

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает единые требования и определяет технические решения по дистанционному управлению (ДУ) микропроцессорными устройствами РЗА при оперативных переключениях. В стандарте сформулированы критерии к оборудованию, на котором возможно осуществление функции ДУ исправными устройствами РЗА при оперативных переключениях. Указанный стандарт содержит в себе принципы организации ДУ устройствами РЗА при оперативных переключениях (передача управляющих воздействий, организация переключений, передача команд из диспетчерского центра, центра управления сетями или из АРМ на ПС в систему АСУ ТП подстанции, формы отображения команд на терминалах, передача управления функциями РЗА между различными уровнями управления). Стандарт устанавливает объем и принципы дистанционного управления функциями устройств РЗА как для энергообъектов без применения технологий «Цифровой подстанции» (ЦПС), так и для объектов, на которых реализованы технологии ЦПС согласно МЭК 61850.

Настоящий стандарт предназначен для применения подразделениями ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети», проектными организациями, предприятиями, занимающимися изготовлением, эксплуатацией и управлением устройствами РЗА, АСУ ТП.

Действие настоящего стандарта распространяется на энергообъекты нового строительства и комплексного технического перевооружения и реконструкции (КТПиР), а также на объекты, на которых проводится комплексная реконструкция устройств РЗА. Действие настоящего стандарта не распространяется на энергообъекты, на которых не внедрены системы АСУ ТП.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты.

ГОСТ Р 55608–2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования».

ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты.

СО 34.35.502-2005 Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем.

СО 153-34.20.505-2003 Инструкция по переключениям в электроустановках.

ГОСТ Р МЭК 61850-7-2-2009 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования.

ГОСТ Р МЭК 61850-7-3-2009 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 3. Классы общих данных.

ГОСТ Р МЭК 61850-7-4-2011 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 4. Совместимые классы логических узлов и классы данных».

МЭК 61850-8-1 Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Описание передачи данных по протоколу MMS (ИСО/МЭК 9506 — Часть 1 и Часть 2) и по протоколу ИСО/МЭК 8802-3.

СТО 56947007-29.240.036-2009. Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления.

СТО 59012820.29.020.005-2011 «Правила переключений в электроустановках»

СТО 59012820.27.010.003-2015. «Правила отображения технологической информации».

СТО 56947007 29.240.01.147-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Общие положения».

СТО 56947007 29.240.01.148-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами».

СТО 56947007 29.240.01.149-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Требования к информационным системам ОАО "ФСК ЕЭС"».

СТО 56947007 29.240.01.150-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Базовые модели угроз».

СТО 56947007 29.240.01.151-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Анализ и оценка рисков».

СТО 56947007 29.240.01.152-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Классификация информационных активов».

СТО 56947007 29.240.01.153-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Оценка соответствия объектов защиты».

СТО 56947007 29.240.01.154-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Методика аттестационных испытаний автоматизированных систем управления технологическими процессами».

СТО 56947007 29.240.01.155-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Методика проведения аттестационных испытаний информационных систем ОАО "ФСК ЕЭС"».

СТО 56947007 29.240.01.156-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Методика аудита информационной безопасности».

СТО 56947007 29.240.01.157-2013. «Система обеспечения информационной безопасности ОАО "ФСК ЕЭС". Методика испытаний систем

и средств обеспечения безопасности информационных технологий в ОАО "ФСК ЕЭС"».

СТО 56947007- 33.040.20.181-2014. «Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики подстанций» (с изменениями от 10.07.2015, 12.09.2017).

СТО 56947007-25.040.40.227-2016. «Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС)»

СТО 56947007-25.040.226-2016. «Общие требования к АСУТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам».

Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций

Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций

Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций

«Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса» (Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр)

Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»

Методические указания по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104

При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), на который дана

датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт (документ) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями.

Автоматизированный бланк переключений – заранее разработанная в АРМ ОП последовательность выполнения операций с коммутационными аппаратами, ЗН, устройствами РЗА, операций по проверке отсутствия напряжения, вывешиванию и снятию плакатов, а также других необходимых операций.

Автоматизированная программа переключений – заранее разработанная в ОИК ДЦ, ПТКУ ЦУС ПМЭС последовательность выполнения операций с коммутационными аппаратами, ЗН, устройствами РЗА, операций по проверке отсутствия напряжения, вывешиванию и снятию плакатов, а также других необходимых операций на одном или нескольких объектах, на которых реализовано телеуправление оборудованием и устройствами РЗА.

Бланк переключений – разработанный находящимся на дежурстве оперативным персоналом оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций при выполнении переключений в электроустановках для конкретной схемы электрических соединений и состояния устройств РЗА.

Виртуальный ключ – переключатель, реализованный программными средствами микропроцессорного устройства.

Дистанционное управление – управление коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями, функциями устройств РЗА, технологическим режимом работы оборудования путем передачи кодированного сигнала с автоматизированного рабочего места оперативного персонала ПС.

Диспетчерский центр – совокупность структурных единиц и подразделений организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Ключ выбора места управления устройством РЗА – программный ключ, реализованный в микропроцессорном терминале РЗА, посредством которого обеспечивается выбор места управления устройством РЗА («местное» / «дистанционное»).

Ключ телеуправления (Ключ ТУ) – программный ключ, реализованный в автоматизированной системе управления технологическими процессами подстанции, посредством которого обеспечивается передача прав

телеуправления из диспетчерского центра, центра управления сетями и с автоматизированного рабочего места оперативного персонала подстанции.

Местное управление – управление коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями, функциями устройств РЗА технологическим режимом работы оборудования путем воздействия на механический привод или от местной кнопки, ключа управления, расположенных непосредственно у коммутационного аппарата или управляемого оборудования.

Местное управление устройствами РЗА – управление функциями, выполняемыми микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики непосредственно из управляемого устройства или с панели шкафа, в котором установлено устройство.

Объект диспетчеризации – ЛЭП, оборудование электрических станций, электрических и тепловых сетей, устройства релейной защиты, аппаратура противоаварийной и режимной автоматики, устройства автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, а также энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра.

Оперативное обслуживание устройств РЗА – действия оперативного персонала объекта электроэнергетики с устройствами РЗА при срабатывании, неисправности, переключениях по выводу из работы (вводу в работу) устройства РЗА или изменении режима работы устройств РЗА, осмотр.

Оперативный персонал – работники субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии), уполномоченные ими при осуществлении оперативно-технологического управления на выполнение в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, в том числе с использованием средств дистанционного управления, на принадлежащих таким субъектам электроэнергетики (потребителям электрической энергии) на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики (энергопринимающих установок) либо в установленных законодательством случаях на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, принадлежащих третьим лицам, а также на координацию указанных действий.

Операция с устройством РЗА – действие с переключающими устройствами в цепях устройства РЗА (ключ, переключатель, накладка, испытательный блок, рубильник, кнопка, виртуальный ключ или накладка в видеокadre АРМ и т.п.), проверочное действие, выполняемое оперативным персоналом, диспетчерским персоналом или персоналом РЗА.

Оперативная блокировка коммутационных аппаратов – комплекс технических средств, предотвращающий выполнение ошибочных операций с

коммутационными аппаратами и заземляющими ножами в процессе всех переключений в электроустановках.

Программа переключений телеуправления – программа переключений, разработанная с учетом операций, выполняемых посредством телеуправления, являющаяся единым оперативным документом для диспетчерского персонала диспетчерского центра и оперативного персонала центра управления сетями.

Релейная защита – совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других недопустимых режимов работы ЛЭП и оборудования, которые могут привести к их повреждению, отключения поврежденных и ликвидации недопустимых режимов работы ЛЭП и оборудования с помощью выключателей и других коммутационных аппаратов, подачи команд и/или сигналов.

Релейная защита и автоматика – релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

Типовая программа переключений телеуправления – типовая программа переключений, разработанная для повторяющихся переключений, учитывающая операции, выполняемые посредством телеуправления, являющаяся единым оперативным документом для диспетчерского персонала диспетчерского центра и оперативного персонала центра управления сетями.

Типовой бланк переключений – разработанный заранее административно-техническим персоналом оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций при выполнении повторяющихся сложных переключений в электроустановках для определенных схем электрических соединений и состояний устройств РЗА.

Телеуправление – управление коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями, функциями РЗА, технологическим режимом работы оборудования путем передачи кодированного сигнала по каналам связи с использованием специального программно-аппаратного комплекса из диспетчерского центра и центра управления сетями.

Устройство РЗА – техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель) и его цепи, реализующее заданные функции РЗА и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

Центр управления сетями – структурное подразделение сетевой организации, осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении объектов (части объектов) электросетевого хозяйства, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности данной сетевой организации, или в установленных законодательством случаях – в отношении объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, принадлежащих третьим лицам.

Цифровая подстанция (ЦПС) – трансформаторная или иная подстанция, распределительный пункт, ключевым фактором управления

которым являются данные в цифровом виде. Протоколы передачи данных могут отличаться от протоколов серии стандартов МЭК 61850.

4 Обозначения и сокращения

АВР	– автоматический ввод резерва
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима
АОПО	– автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	– автоматика ограничения снижения напряжения
АРОЛ	– автоматика разгрузки при отключении линии
АРОДЛ	– автоматика разгрузки при отключении двух линий
АРОТ	– автоматика разгрузки при отключении трансформатора/автотрансформатора
АРОДТ	– автоматика разгрузки при отключении двух трансформаторов / автотрансформаторов
АПВ	– автоматическое повторное включение
АПТС	– аварийно-предупредительная телесигнализация
АРКТ	– автоматика регулирования коэффициента трансформации
АРМ	– автоматизированное рабочее место
АРМ ОП	– автоматизированное рабочее место оперативного персонала
АРНТ	– автоматика регулирования напряжения (авто) трансформатора
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами
АУВ	– автоматика управления выключателем
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
БП	– бланк переключений
ВНР	– восстановление нормального режима
ГЗ	– газовая защита
ГОСТ	– государственный стандарт
ДЗ	– дистанционная защита
ДЗО	– дифференциальная защита ошиновки
ДЗШ	– дифференциальная защита шин
ДУ	– дистанционное управление
ДЦ	– диспетчерский центр
ЗИ	– заводские испытания
ЗМН	– защита минимального напряжения
ИБ	– информационная безопасность
ИТС	– информационно-телекоммуникационная система
КИВ	– контроль изоляции ввода
КТПиР	– комплексное техническое перевооружение и реконструкция
ЛВС	– локальная вычислительная сеть

ЛЗШ	– логическая защита шин
ЛЭП	– линия электропередачи
МП	– микропроцессорный
МТЗ	– максимальная токовая защита
МЭК	– международная электротехническая комиссия
НСО	– начальник смены объекта
НТД	– нормативно-технический(ая) документ(ация)
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение
ОДУ	– объединённое диспетчерское управление
ОИК	– оперативно-информационный комплекс
ОУ	– оперативное ускорение
ПА	– противоаварийная автоматика
ПАВ	– полуавтоматическое включение
ПМИ	– программа и методика испытаний
ПП	– программа переключений
ПС	– подстанция
ПТК	– программно-технический комплекс
РАС	– регистратор аварийных событий
РЗ	– релейная защита
РДУ	– региональное диспетчерское управление
РЗА	– релейная защита и автоматика
РУ	– распределительное устройство
ССПТИ	– система сбора и передачи неоперативной технологической информации
СТО	– стандарт организации
ТАПВ	– трёхфазное автоматическое повторное включение
ТБП	– типовой бланк переключений
ТН	– трансформатор напряжения
ТНЗНП	– токовая направленная защита нулевой последовательности
ТПП	– типовая программа переключений
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– телеуправление
УПАСК	– устройство передачи аварийных сигналов и команд
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя
ФОВ	– фиксация отключения выключателя
ФОЛ	– фиксация отключения линии
ЦДУ	– центральное диспетчерское управление
ЦПС	– цифровая подстанция
ЦУС	– центр управления сетями
ЧДА	– частотная делительная автоматика
GOOSE	– Generic Object-Oriented Substation Event, общие объектно-ориентированные события на подстанции
KVM	– Keyboard-Video-Mouse, клавиатура-видеосигнал-мышь

- MMS** – Manufacturing Message Specification, спецификация производственных сообщений
- SBO** – Select before operate, выбрать, затем управлять
- SGCB** – Setting Group Control Block, блок управления группой настроек
- SNMP** – Simple Network Management Protocol, простой протокол управления сетью

5 Принципы организации дистанционного управления устройствами РЗА

5.1 Общие положения организации ТУ устройствами РЗА

5.1.1 Для каждого ДЦ, ЦУС должны быть определены ПС (РУ), на которых реализовано ТУ устройствами РЗА, и указаны в приложении к инструкции по переключениям ДЦ, ЦУС.

5.1.2 Для ДЦ и ЦУС распределение функций ТУ устройствами РЗА должно быть указано в Перечне распределения функций ТУ.

5.1.3 В Перечне распределения функций ТУ должны быть указаны для каждой ПС функции устройств РЗА, в отношении которых выполняется ТУ из ДЦ и ЦУС.

5.1.4 Перечень распределения функций ТУ устройствами РЗА должен утверждаться главным диспетчером ДЦ и главным инженером филиала эксплуатирующей организации.

5.1.5 Распределение функций ТУ устройствами РЗА, указанное в Перечне распределения функций ТУ, должно строго соблюдаться.

5.1.6 На одной ПС в каждый момент времени управление устройствами РЗА может выполнять только оперативный персонал ПС, диспетчерский персонал одного ДЦ или оперативный персонал одного ЦУС. Одновременное ТУ устройствами РЗА на одной ПС из ДЦ, ЦУС запрещено.

5.1.7 При необходимости осуществления ТУ одновременно на одной ПС из ДЦ и ЦУС очередность выполнения ТУ определяет диспетчерский персонал ДЦ.

5.1.8 При необходимости осуществления ТУ одновременно на одной ПС из двух ДЦ очередность выполнения ТУ определяет диспетчерский персонал вышестоящего ДЦ.

5.1.9 На реконструируемых объектах при внедрении ДУ функциями, управление которыми осуществляется с помощью выносных пультов управления (кнопочных пультов, кулачковых переключателей), должна быть реализована схема управления с помощью дискретных выходов контроллеров АСУ ТП, управляемых в цифровом виде (см. Приложение Д).

5.1.10 Справочный перечень функций РЗА, подлежащих ТУ, приведен в Приложении Е.

5.2 Распределение прав ТУ устройствами РЗА

Распределение прав ТУ функциями РЗА должно осуществляться в соответствии с положением ключа ТУ в соответствии с разделом 5 типовых принципов переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций, разделом 3 типовых технических требований к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций.

5.3 Распределение приоритетов ТУ при нормальном и аварийном режиме

5.3.1 В нормальном режиме должна быть обеспечена возможность ТУ из ДЦ только функциями устройств РЗА, определёнными в разделе 4 Типовых принципов переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций для ДЦ.

5.3.2 В нормальном режиме должна быть обеспечена возможность ТУ из ЦУС только функциями устройств РЗА, определёнными в разделе 4 Типовых принципов переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций для ЦУС и ДЦ.

5.3.3 Оперативному персоналу ПС должно предоставляться приоритетное право принудительного перевода Ключа ТУ в положение «ПС» из «ОДУ», «РДУ», «ЦУС» в случае возникновения нештатных ситуаций и иных случаях, предусмотренных инструкциями.

5.3.4 Оперативному персоналу ЦУС должно предоставляться право принудительного перевода Ключа ТУ в положение «ЦУС» из «ОДУ», «РДУ» в случае возникновения аварийных ситуаций и иных случаях, предусмотренных инструкциями.

5.3.5 При отказе или неготовности аппаратно-технических средств для осуществления ТУ, оперативным персоналом должны быть приняты меры для скорейшего устранения причин и восстановления возможности осуществления ТУ.

5.3.6 При отказе или неготовности аппаратно-технических средств осуществления ТУ из ДЦ, ТУ функциями устройств РЗА должно осуществляться из ЦУС по командам диспетчера ДЦ.

5.3.7 При отказе или неготовности аппаратно-технических средств осуществления ТУ из ЦУС, для обеспечения управляемости ПС должно быть обеспечено прибытие оперативного (ремонтного) персонала на ПС в кратчайшие сроки. При сохранении возможности ТУ из ДЦ, до прибытия оперативного персонала на ПС диспетчерскому персоналу разрешается выполнять ТУ устройствами РЗА, находящимися в управлении ДЦ. При этом все переключения на ПС до восстановления возможности ТУ из ЦУС, должны выполняться оперативным персоналом ПС по командам в соответствии с распределением ЛЭП, оборудования и устройств РЗА по способу управления.

6 Порядок переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления устройствами РЗА

6.1 Организация управления РЗА посредством ТУ

6.1.1 Управление устройствами РЗА должно осуществляться в соответствии с инструкциями по производству переключений ДЦ, ЦУС, ПС.

6.1.2 Управление устройствами РЗА посредством ТУ может выполняться диспетчерским персоналом оперативным персоналом ЦУС единолично, без контролирующего лица.

6.1.3 При производстве переключений в устройствах РЗА, выполняемого посредством ТУ, присутствие на ПС оперативного персонала не является обязательным.

6.1.4 Диспетчерский персонал ДЦ, оперативный персонал ЦУС должен выполнять переключения по выводу в ремонт/вводу в работу из ремонта ЛЭП или оборудования посредством ТУ, в которых задействовано управление устройствами РЗА, а также сложные переключения в устройствах РЗА по ПП ТУ. Для повторяющихся переключений, осуществляемых посредством ТУ, должны разрабатываться ТПП ТУ.

6.1.5 Без ПП ТУ (ТПП ТУ) допускается производить операции по выводу из работы/вводу в работу функций устройств РЗА, изменение групп уставок, если выполнение данных операций не является частью переключений, указанных в п.6.1.4.

6.1.6 Оперативный персонал ПС должен выполнять сложные переключения, в которых задействовано управление РЗА, по БП. Для повторяющихся переключений должны разрабатываться ТБП.

6.1.7 Дистанционный вывод из работы функций РЗА или действия устройства РЗА на отключение позволяет считать устройство оперативно выведенным согласно п. 3.50 СТО 56947007- 33.040.20.181-2014.

6.1.8 Дистанционный вывод из работы функций РЗА для производства работ не является достаточным. Устройство РЗА считается выведенным для производства работ или технического обслуживания в случае выполнения требований п. 3.50 СТО 56947007- 33.040.20.181-2014. При этом на время производства работ ключ выбора места управления устройством РЗА должен быть переведен в положение «Местное» с последующим контролем состояния функций устройства РЗА в соответствии с п. 6.5 данного стандарта.

6.2 Контроль фактического состояния функций устройств РЗА

6.2.1 Должен быть предусмотрен автоматический контроль положения программных ключей управления функциями РЗА. Также, должно быть реализовано автоматическое сравнение фактического положения ключей управления функциями РЗА с их положениями, установленными в нормальном режиме работы энергообъекта в соответствии с «Таблицей положений переключающих устройств для используемых режимов» (п.5.7.3. СТО 56947007- 33.040.20.181-2014).

6.2.2 Для энергообъектов, на которых реализованы или будут реализовываться технологии ЦПС, должны быть предусмотрены контроль значений уставок до проведения ТУ (ДУ) функциями РЗА и контроль положения программных ключей управления функциями РЗА. Также, должно быть реализовано сравнение фактического положения ключей управления функциями РЗА и значений уставок с их положениями и значениями, установленными в нормальном режиме работы энергообъекта в соответствии с «Таблицей положений переключающих устройств для используемых режимов» (п. 5.7.3. СТО 56947007- 33.040.20.181-2014).

6.2.3 Для энергообъектов с применением технологий ЦПС, должен быть предусмотрен контроль исполнения команд согласно МЭК 61850-7-2:

6.2.3.1 Для функций РЗА, участвующих в ТУ (ДУ), команды управления программными ключами необходимо выполнять согласно сервису

абстрактного управления «управление с предварительным выбором с улучшенной безопасностью» («SBO with enhanced security») в соответствии с п.20.3.3. МЭК 61850-7-2.

6.2.3.2 Недопустимо применение сервисов абстрактного управления с «нормальной безопасностью» («with normal security») и типа «прямое управление» («direct control») (в соответствии с п.20.2. МЭК 61850-7-2) для команд управления программными ключами функций РЗА, участвующих в ТУ.

6.2.4 При осуществлении контроля за выполнением операции ТУ (ДУ) устройством РЗА выполнение операции должно подтверждаться приемом сигнала изменения состояния функции РЗА в соответствии с командой ТУ (ДУ). Прием сигнала изменения положения виртуального ключа не считается подтверждением успешного выполнения ТУ (ДУ) (пример логики реализации ТУ (ДУ) функциями РЗА приведен в Приложении Г).

6.2.5 При осуществлении ТУ (ДУ) с помощью дискретных выходов контроллеров АСУ ТП по схеме, приведённой в приложении Д, в используемом контроллере и управляемом устройстве должен быть реализован выбор места управления с использованием ключа выбора места управления устройством РЗА (ПА).

6.3 Мероприятия по подготовке к выполнению переключений

6.3.1 Мероприятия по подготовке к выполнению переключений определяются в соответствии с пп. 5.1, 5.2, 5.4 ГОСТ Р 55608-2013.

6.3.2 При подготовке к проведению переключений с использованием ТУ (ДУ) функциями РЗА необходимо удостовериться в возможности осуществления ТУ (ДУ) всеми устройствами РЗА, в отношении которых предполагается осуществлять ТУ (ДУ).

6.3.3 Возможность производства ТУ устройствами РЗА определяется отсутствием сигналов аппаратной неисправности устройств РЗА, передаваемых в АСУ ТП ПС от устройств РЗА, а также исправностью каналов связи между ДЦ, ЦУС и управляемым объектом. Сигналы неисправности устройств РЗА должны передаваться по каналам передачи телеметрической информации в ОИК ДЦ, ПТК ЦУС.

6.4 Последовательность выполнения операций

6.4.1 Управление функциями РЗА с помощью ТУ (ДУ) должно осуществляться при нахождении ключа выбора места управления устройством РЗА в положении «Дистанционное».

6.4.2 В ходе выполнения переключений контроль положений виртуальных ключей управления функциями РЗА должен осуществляться по данным телеметрической информации. Каждая следующая операция выполняется только после получения подтверждения о выполнении предыдущей операции.

6.4.3 При наличии в ОИК ДЦ (ПТК ЦУС) АПТС о неисправности устройства РЗА на соответствующей ПС, при наличии возможности необходимо выполнить однократную попытку квитировать сигнализацию. При неуспешной попытке квитирования сигнализации (в соответствии с СО

34.35.502-2005) запрещается приступать к переключениям посредством ТУ до выяснения причины неисправности устройства РЗА (перечень возможных неисправностей устройств РЗА приведён в альбоме «Типовая проектная документация на шкафы РЗА»). К сигналам неисправности относятся в том числе следующие сигналы:

- Неисправность канала связи (по каждому каналу связи устройства РЗА);
- Неисправность при самодиагностике (с указанием неисправного модуля);
- Неисправность цепей питания (по каждому вводу питания).

6.4.4 В случае выявления автоматической системой факта изменения положения виртуальных ключей управления функциями РЗА без передачи команд управления этими ключами в процессе производства переключений, переключения должны быть приостановлены до выяснения причины изменения состояния виртуальных ключей.

6.4.5 После завершения переключений с использованием ТУ (ДУ) устройствами РЗА положение виртуальных ключей РЗА должно проверяться на соответствие выполненным операциям.

6.4.6 Последовательность действий в процессе ТУ функциями РЗА из ДЦ или ЦУС должна быть зафиксирована в локальной системе АСУ ТП управляемого объекта.

6.5 Мероприятия по контролю соответствия фактического состояния текущей схемы необходимому состоянию.

6.5.1 В случае выполнения ТУ (ДУ) устройствами РЗА с последующим выполнением работ на этих устройствах или необходимостью перевода ключа выбора места управления устройством РЗА в положение «Местное» в процессе переключений, перед последующим переводом ключа в положение «Дистанционное» должна быть проведена проверка фактического состояния функций устройства РЗА на соответствие таблице положений переключающих устройств для используемых режимов.

6.6 Действия при ликвидации аварийных ситуаций

6.6.1 Диспетчерский персонал ДЦ, оперативный персонал ЦУС должен действовать в соответствии с инструкциями по ликвидации аварий ДЦ, ЦУС.

6.6.2 Переключения по ликвидации аварий должны производиться диспетчерским персоналом ДЦ, оперативным персоналом ЦУС посредством ТУ устройствами РЗА на основании информации о:

- действиях устройств РЗА, путем анализа сигналов ТИ, ТС и АПТС, поступающих в ОИК ДЦ, ПТК ЦУС;
- состоянии схемы объекта электроэнергетики по сигнализации в ОИК ДЦ, ПТК ЦУС.

6.7 Бланки и программы переключений при использовании дистанционного управления.

6.7.1 БП (ТБП) при наличии ПП ТУ (ТПП ТУ), разработанных ДЦ или ЦУС, должны разрабатываться на их основе и соответствовать требованиям,

указанным в национальном стандарте п.4.4. ГОСТ Р 55608-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования».

6.7.2 На энергообъектах, на которых реализованы технологии ЦПС в случае возможности выполнения всех или части операций с устройствами РЗА с использованием ТУ (ДУ) допускается вести переключения по автоматизированному БП и автоматизированной ПП в автоматизированном режиме.

6.7.3 На энергообъектах с применением технологий ЦПС в случае возможности выполнения всех или части операций с использованием ТУ и в случае выполнения переключений с задействованием двух и более ДЦ или ДЦ и ЦУС должна быть предусмотрена возможность обмена информацией между всеми задействованными ДЦ и ЦУС.

6.8 Рабочие программы ввода/вывода устройств РЗА

6.8.1 Рабочие программы ввода / вывода в работу устройства РЗА с использованием дистанционного управления должны разрабатываться с учётом возможности выполнения ряда операций дистанционно. Разработанные рабочие программы ввода/вывода в работу устройств РЗА используются в ЦУС и ДЦ при осуществлении ввода / вывода в работу устройств РЗА посредством ТУ..

6.8.2 При формировании рабочих программ ввода/вывода устройств РЗА при выводе устройства РЗА для проведения дальнейших работ следует руководствоваться п. 6.5, 6.1.7, 6.1.8 данного стандарта.

6.8.3 При формировании рабочих программ ввода/вывода устройств РЗА в случае, когда в процессе вывода устройств РЗА для проведения дальнейших работ не все операции выполняются посредством ТУ (ДУ), все операции, недоступные для ТУ (ДУ), необходимо выполнять только после перевода ключа выбора места управления устройством РЗА в положение «Местное».

6.9 Порядок операций для выявления неисправностей функции ТУ (ДУ) устройствами РЗА при осуществлении дистанционного управления.

Выявление неисправностей функции ТУ (ДУ) устройствами РЗА должно производиться оперативным персоналом или диспетчерским персоналом с АРМ ОП, ПТК ЦУС, ОИК ДЦ, путем последовательного анализа правильности работы следующих систем по данным телесигнализации:

- системы связи и каналы передачи данных между энергообъектом и ДЦ;
- оборудования АСУ ТП;
- оборудования ЛВС АСУ ТП;
- устройств РЗА.

7 Требования, предъявляемые к оборудованию энергообъекта для осуществления функций дистанционного управления устройствами РЗА

7.1 Требования к микропроцессорным устройствам РЗА.

7.1.1 Общие требования к микропроцессорным устройствам РЗА при проведении ТУ (ДУ):

7.1.1.1 Микропроцессорные устройства РЗА, подлежащие ТУ (ДУ), должны соответствовать требованиям к микропроцессорным устройствам РЗА раздела 6 СТО 56947007-29.120.70.241-2017.

7.1.1.2 Устройства РЗА должны поддерживать возможность дистанционного управления функциями релейной защиты и автоматики, указанными в п. 5.1.10.

7.1.1.3 Устройства РЗА должны поддерживать протоколы передачи данных, обеспечивающие передачу в АСУ ТП меток времени изменения состояния сигналов.

7.1.1.4 Устройства РЗА должны поддерживать возможность создания виртуальных ключей управления функциями РЗА.

7.1.1.5 Устройства РЗА должны иметь возможность самодиагностики и выявления фактов неисполнения команд изменения положений виртуальных ключей с помощью инструментов, описанных в п. 6.2.4.

7.1.1.6 Местное управление виртуальными ключами должно осуществляться с помощью кнопок на лицевой панели устройства РЗА. Для управления виртуальными ключами должны использоваться специализированные меню, если они предусмотрены в интерфейсе устройства РЗА.

7.1.1.7 Должна быть предусмотрена визуальная сигнализация текущего состояния виртуальных ключей в шкафах РЗА.

7.1.1.8 Визуальная сигнализация состояния виртуальных ключей может осуществляться следующими способами: световая индикация на лицевой панели устройства РЗА, соответствующая положению ключа, отображение положения ключа на графическом экране устройства РЗА, световые индикаторы на панели, соответствующие кнопкам изменения состояния ключа.

7.1.1.9 Устройства РЗА должны передавать информацию о положении виртуальных ключей в АСУ ТП объекта.

7.1.2 Дополнительные требования к микропроцессорным устройствам РЗА на энергообъектах без применения технологий ЦПС:

7.1.2.1 Устройства РЗА должны иметь возможность сигнализации об изменениях положения виртуальных ключей.

7.1.2.2 Функции РЗА должны иметь возможность использования в логике работы сигналов, принимаемых в виде команд, получаемых по протоколу МЭК 60870-5-104.

7.1.3 Дополнительные требования к микропроцессорным устройствам РЗА на энергообъектах, на которых реализованы технологии ЦПС:

7.1.3.1 Устройства РЗА должны реализовывать логические узлы и функции в соответствии с разделами 6, 7 МЭК 61850-7-3 в соответствии с корпоративным профилем МЭК 61850.

7.1.3.2 Устройства РЗА должны реализовывать сервисы управления логическими узлами и функциями в соответствии с разделом 20 МЭК 61850-7-2.

7.1.3.3 Устройства РЗА должны поддерживать установку объектов данных изменения режима работы (Mod) для логических узлов функций с использованием стандартных средств, предусмотренных стандартом МЭК 61850-7-4 приложение А – путем задания значений поля данных «значение состояния» (Mod.stVal).

7.1.3.4 Устройства РЗА должны поддерживать методы управления уставками с помощью логических узлов SGCB в соответствии с пп.7.6.-7.7. МЭК 61850-7-3.

7.1.3.5 Для управления функциями РЗА на энергообъектах с применением технологий ЦПС реализацию управления функциями РЗА следует выполнять в соответствии со стандартом МЭК 61850-7-3 и использовать предусмотренные стандартом сервисы управления.

7.1.3.6 В целях сокращения затрат, для управления функциями РЗА присоединений 0,4-35(110) кВ допускается использование других каналов связи, не входящих в состав ЛВС АСУ ТП и не поддерживающих передачу команд при помощи протокола МЭК 61850-8-1, при следующих условиях:

- на подстанции не предполагается проводить реконструкцию с выполнением полноценной системы АСУ ТП;
- технико-экономическом обосновании;
- обеспечении безопасности канала связи;
- обеспечении подтверждения на АРМ диспетчера факта изменения функций средствами УРЗА (не каналобразующими устройствами);

Допущения по данному пункту не относятся к объектам нового строительства и комплексного технического перевооружения.

7.2 Требования к программно-техническим средствам АСУ ТП

7.2.1 ПТК АСУ ТП должны соответствовать требованиям СТО 56947007-25.040.226-2016.

7.2.2 В ПТК АСУ ТП должны быть реализованы функции приема, обработки, исполнения или блокирования команд управления, поступающих из АРМ ПС, ОИК ДЦ и ПТК ЦУС. Требования к программным блокировкам управления функциями устройств РЗА должны соответствовать требованиям, указанным в п. 7.1.5 СТО 56947007-25.040.227-2016.

7.2.3 Распределение функций и прав ТУ между ДЦ и ЦУС для каждой ПС должно определяться в соответствии с п. 5.2 данного стандарта.

7.2.4 ПТК АСУ ТП должен обеспечивать:

7.2.4.1 Разграничение прав на осуществление ДУ оперативным персоналом ПС и ТУ оперативным персоналом ЦУС/диспетчерским

персоналом ДЦ функциями устройств РЗА, технологическим режимом работы оборудования.

7.2.4.2 Осуществление единоличного управления функциями устройств РЗА, технологическим режимом работы оборудования, ограничивающего возможность выполнения команд управления, одновременно допустимо только от одного источника команд: АРМ ПС/ОИК РДУ/ОИК ОДУ/ПТК ЦУС.

7.2.4.3 Наличие блокировок, исключающих одновременное выполнение операций из АРМ ПС, ПТК ЦУС, ОИК ДЦ.

7.2.4.4 Автоматическое выявление неисправной подсистемы ДУ устройствами РЗА.

7.2.5 В ПТК АСУ ТП возможность осуществления управления (ДУ для оперативного персонала ПС и ТУ для диспетчерского персонала ДЦ, оперативного персонала ЦУС) функциями устройств РЗА должна быть реализована с учетом использования ключа ТУ объекта в целом.

7.2.6 Ключ ТУ объекта должен быть реализован программным способом в контроллерах (серверах) станционного уровня ПТК АСУ ТП и иметь, как правило, пять положений – «ПС»/«ОДУ»/«РДУ»/«ЦУС»/«Освобождено», обеспечивая передачу прав управления из АРМ ПС, ОИК ОДУ, ОИК РДУ, ПТК ЦУС соответственно. При этом логика реализации ключа ТУ должна учитывать дублирование (резервирование) контролеров (серверов) станционного уровня ПТК АСУ ТП.

7.2.7 В ОДУ, РДУ, ЦУС должна осуществляться передача информации из АСУ ТП ПС о текущем положении ключа ТУ объекта.

7.2.8 ПТК систем, обеспечивающих функции телеуправления в ОДУ, РДУ, ЦУС и ПТК АСУ ТП ПС должны обеспечивать возможность отображения в интерфейсе информации о текущем положении ключа ТУ объекта, возможности получения права на осуществление ТУ (переключения ключа ТУ на управление из соответствующего источника).

7.2.9 ПТК АСУ ТП должен обеспечивать возможность перевода Ключа ТУ из АРМ ПС в положение «ПС» из положений «ОДУ», «РДУ», «ЦУС».

7.2.10 ПТК АСУ ТП должен обеспечивать возможность перевода Ключа ТУ из ПТК ЦУС в положение «ЦУС» из положений «ОДУ», «РДУ».

7.2.11 ПТК АСУ ТП должен обеспечивать автоматический перевод Ключа ТУ в положение «Освобождено» из положений «РДУ», «ОДУ», «ЦУС» при потере каналов связи между РДУ и ПС, между ОДУ и ПС, между ЦУС и ПС соответственно.

7.2.12 ПТК АСУ ТП должен обеспечить фиксацию всех сигналов, связанных с ТУ (ДУ), с метками времени и указанием источника (команда ТУ (ДУ), запрос ТУ (ДУ), наименование источника команды ТУ (ДУ), положения ключа ТУ, пропадание/восстановление каналов и сеансов связи для выполнения команд ТУ, в том числе факт сброса соединения при потере каналов связи).

7.2.13 ПТК АСУ ТП должен осуществлять мониторинг каналов связи с ДЦ.

7.2.14 ПТК АСУ ТП должен иметь поддержку аутентификации и авторизации пользователей с ограничением прав доступа к различным операциям с устройствами РЗА.

7.2.15 ПТК АСУТП должен осуществлять контроль выполнения команд управления устройствами РЗА.

7.2.16 Для обеспечения возможности диагностики функции ТУ устройствами РЗА со всех уровней управления должна быть обеспечена возможность передачи сигнализации в ЦУС и ДЦ о пропадании направлений информационного обмена между ПС и ДЦ и между ПС и ЦУС, соответственно.

7.2.17 К ПТК АСУТП на энергообъектах, на которых реализованы и будут реализовываться технологии ЦПС, предъявляются дополнительные требования:

7.2.17.1 Выполнение команд ТУ (ДУ) должно осуществляться в соответствии с алгоритмом «управление с предварительным выбором с улучшенной безопасностью» (Select before operate with enhanced security) в соответствии с п.20.3.3 МЭК 61850-7-2.

7.2.17.2 ПТК АСУТП должен выступать в роли шлюза (gateway) МЭК 61850. Использование ПТК АСУТП в роли прозрачного шлюза (proxy) МЭК 61850 не допускается.

7.2.17.3 ПТК АСУ ТП должен реализовывать информационную модель по разделу 7 МЭК 61850-7-3.

7.2.17.4 ПТК АСУ ТП должен поддерживать работу в качестве сервера протокола МЭК 61850-8-1 MMS для передачи информации на верхние уровни управления.

7.2.17.5 ПТК АСУ ТП должен поддерживать трансляцию аналоговых и дискретных значений и команд из протоколов МЭК 60870-5-104 или IEC61850/TASE2 в команды управления устройствами РЗА по протоколу MMS.

7.2.17.6 Для фиксации источника команд управления должно использоваться поле источник («origin») сервиса «управление» («CONTROL») в соответствии с разделом 8 МЭК 61850-7-3.

7.2.17.7 Для передачи команд ДУ должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 MMS.

7.2.18 При осуществлении передачи команд ТУ (ДУ) устройствами РЗА от АСУ ТП с помощью сигналов типа «сухой контакт» эти сигналы должны регистрироваться в РАС.

7.2.19 Перечень дополнительных сигналов, обрабатываемых в устройствах АСУТП для целей ТУ (ДУ) устройствами РЗА, приведен в приложении Б.

7.2.20 Структурная схема комплекса оборудования для ТУ (ДУ) устройствами РЗА приведена в приложении В.

7.3 Требования к оборудованию связи.

7.3.1 Требования к информационному обмену между ПТК АСУ ТП, ПТК ЦУС и ОИК ДЦ.

7.3.1.1 Передача команд ТУ должна осуществляться по каналам (основному и резервному) обмена телеинформацией между ПС и РДУ, ПС и ЦУС. Защита данных при передаче команд управления по каналам обмена телеинформацией должна осуществляться в соответствии с разделом 8 настоящего стандарта.

7.3.1.2 Трафик команд ТУ должен иметь приоритет над трафиком иных данных, передаваемых в том же канале связи.

7.3.1.3 Для каждой ПС в целях осуществления ТУ должен быть определен перечень поступающих в ДЦ, ЦУС телесигналов, телеизмерений для осуществления ТУ коммутационными аппаратами и ЗН, функциями устройств РЗА, технологическим режимом работы оборудования (далее – Перечень ТИ и ТС). Порядок разработки и утверждения Перечня ТИ и ТС определен в «Типовых принципах переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления устройствами РЗА подстанций».

7.3.2 Оборудование связи должно поддерживать передачу сигналов неисправности в системы контроля и управления как со стороны ПТК АСУ ТП подстанции, так и со стороны ДЦ.

7.3.3 Пропускная способность каналов передачи данных для целей телесигнализации и телеуправления должна выбираться с учётом дополнительного объема передаваемых сигналов для обеспечения функций ТУ РЗА (см. Приложение Б). При проведении КТПиР должна проверяться пропускная способность каналов связи на возможность передачи полного объема сигналов с учетом ТУ РЗА. В случае недостаточности канала связи требуется его расширение или организация нового канала связи.

7.3.4 Пропускная способность каналов связи для объектов, на которых реализованы технологии ЦПС, должна быть рассчитана с учётом перехода на передачу данных между ПТК АСУ ТП подстанции и ДЦ по протоколу МЭК 61850-8-1 MMS.

7.3.5 Расчёт пропускной способности каналов связи и запаса пропускной способности каналов связи должен производиться в соответствии с «Методическими указаниями по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104».

7.4 Требования к автоматизированному рабочему месту (оперативного, диспетчерского персонала, персонала РЗА).

7.4.1 На энергообъектах без постоянного обслуживающего персонала допускается реализация АРМ ОП в виде устройства KVM, расположенного в шкафах с оборудованием среднего уровня АСУ ТП.

7.4.2 Требования, предъявляемые к АРМ ОП:

7.4.2.1 АРМ ОП должен предоставлять возможность отображения расширенного набора экранных форм:

– Интерфейс управления ключом ТУ;

– Интерфейс, отражающий текущее состояние функций устройств РЗА, поддерживающих ТУ (ДУ). В данном интерфейсе должны отражаться отличия состояний функций устройств РЗА от нормальных состояний для текущего режима работы энергообъекта;

– Интерфейс диагностики состояния ЛВС, системы связи и каналов передачи данных.

Примеры оформления экранных форм приведены в приложении А.

7.4.2.2 АРМ ОП должен позволять проводить группировку сигналов, относящихся к оборудованию РЗА по принадлежности к каждому устройству и каждой функции защиты.

7.4.2.3 АРМ ОП должен обеспечивать возможность перехода от мнемокадров схемы подстанции к мнемокадрам управления виртуальными ключами в шкафах РЗА, относящихся к выбранному первичному оборудованию.

7.4.2.4 АРМ ОП должен обеспечивать визуальную сигнализацию качества данных о текущем режиме работы устройств РЗА.

7.4.2.5 АРМ ОП должен обеспечивать визуальную сигнализацию отклонения режима работы устройств РЗА от нормального режима.

7.5 Требования к оборудованию диспетчерских центров и ЦУС для осуществления ТУ устройствами РЗА.

7.5.1 На АРМ ДЦ (ЦУС) должен быть реализован интерфейс ТУ РЗА, включающий:

7.5.1.1 Переход от мнемокадров схемы подстанции к мнемокадрам управления виртуальными ключами в шкафах РЗА, относящихся к выбранному первичному оборудованию.

7.5.1.2 Визуальную сигнализацию качества данных о текущем режиме работы устройств РЗА в соответствии с СТО 59012820.27.010.003-2015.

7.5.1.3 Визуальную сигнализацию отклонения режима работы устройств РЗА от нормального режима в соответствии с «Таблицей положений переключающих устройств для используемых режимов» (п. 5.7.3. СТО 56947007- 33.040.20.181-2014).

7.5.1.4 Диагностическую информацию об устройствах РЗА, для которых выполняются функции ТУ: состояние каналов связи с АСУ ТП, сигналы внутренних ошибок в устройствах РЗА (при наличии такой функции в устройстве), сигнал рассогласования положений виртуальных ключей и управляемых ими функций.

7.5.1.5 Представление структуры систем связи и диагностики каналов связи (схема сети связи, укрупненная схема ЛВС, неисправности каналов связи).

7.5.2 ПТК ДЦ и ЦУС должны обеспечивать возможность автоматического выявления неисправной подсистемы ТУ устройствами РЗА.

7.6 Требования к технологическому видеонаблюдению

Видеонаблюдение при проведении оперативных переключений с осуществлением ДУ РЗА не требуется.

7.7 Требования к достоверности выполнения воздействия

7.7.1 Достоверизация событий ТУ (ДУ) устройствами РЗА должна производиться после каждой операции с устройствами РЗА посредством ТУ (ДУ). Достоверизация выполнения команд управления функциями должна выполняться в соответствии с п. 6.2.4.

7.7.2 Достоверизация событий изменения уставок и параметров функций РЗА должна производиться как по событиям завершения операций SBO с улучшенной безопасностью, так и по сигналам изменения состояния управляемых функций РЗА.

7.7.3 При проведении достоверизации выполнения воздействий необходимо учитывать признаки качества передаваемых сигналов о состоянии оборудования и функций РЗА.

7.8 Требования к журналу событий:

В журнале событий ПТК АСУТП, ПТК ДЦ и ЦУС должны регистрироваться все события, связанные с управлением устройствами РЗА, в том числе:

7.8.1 События изменения Ключа телеуправления (Ключ ТУ ПС/ДЦ / ЦУС).

7.8.2 События изменения Ключа выбора места управления устройством РЗА («местное» / «дистанционное») по каждому ключу устройства РЗА, для которого предусмотрено ТУ (ДУ).

7.8.3 Информация о пользователе, осуществившем управление устройством РЗА, источнике управляющей команды (ЦУС, ДЦ, ПС).

7.8.4 Сообщения о приеме и исполнении команд ТУ (ДУ).

7.8.5 Информация о самопроизвольном изменении состояния устройств РЗА.

7.8.6 Информация о неисправностях в системе связи, в том числе факт сброса соединения при потере каналов связи, пропадание/восстановление каналов связи при выполнении команд ТУ устройствами РЗА.

7.8.7 Информация о неисправностях технологической ЛВС на подстанции.

7.8.8 Срок хранения информации в журнале событий должен быть не менее 30 дней.

7.8.9 Журнал событий должен выполняться в соответствии с п. 7.1.2 СТО 56947007-25.040.40.227-2016 «Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС)».

7.8.10 Квитирование сигналов должно осуществляться в соответствии с п. 7.1.3 СТО 56947007-25.040.40.227-2016 «Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС)».

8 Требования к информационной безопасности, предъявляемые при дистанционном управлении устройствами РЗА

8.1 Требования к информационной безопасности, предъявляемые при осуществлении ТУ (ДУ) УРЗА, должны соответствовать требованиям, приведенным в группе стандартов ПАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-29.240.01.147-2013 – СТО 56947007-29.240.01.157-2013), разделу 6 «Концепции развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса» (Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр) и разделу 28 Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

8.2 Требования к ИБ информационно-технологических систем, участвующих в процессе ТУ (ДУ) устройствами РЗА, должны включать, но не ограничиваться следующими требованиями:

8.2.1 ИТС должны реализовывать механизмы аутентификации и авторизации пользователей, разграничения прав доступа к системе и её функциям.

8.2.2 ИТС должны обеспечивать защиту от несанкционированного доступа к базам данных.

8.2.3 ИТС должны соответствовать требованиям обеспечения информационной и общей безопасности в соответствии с п.7.2.5. СТО 56947007-25.040.40.227-2016.

8.3 Для защиты каналов связи между ПС, ДЦ и ЦУС при осуществлении ТУ из ДЦ и ЦУС должны применяться дополнительные механизмы обеспечения информационной безопасности в соответствии с действующими нормативными документами.

8.4 Дополнительно в ПТК АСУ ТП и в сегментах сетей, взаимодействующих с ПТК АСУ ТП, должно быть обеспечено:

8.4.1 Ограничение программной среды, установку и (или) запуск в автоматизированной системе, где реализована функция ДУ, только разрешенного к использованию программного обеспечения, или исключение возможности установки и (или) запуска в системе, где реализована функция ДУ, запрещенного к использованию программного обеспечения.

8.4.2 Целостность информации и автоматизированной системы управления, в которой реализована функция ДУ. Обеспечение целостности информации и автоматизированной системы управления должно обеспечивать обнаружение фактов несанкционированного нарушения целостности автоматизированной системы управления и содержащихся в ней данных, а также возможность восстановления функций ДУ, реализованных в автоматизированной системе управления.

8.4.3 Наличие средств антивирусной защиты с регулярно обновляемой базой данных сигнатур.

8.5 Технические меры защиты информации при реализации функций ТУ (ДУ) должны быть реализованы посредством применения средств защиты

информации как на ПС, где располагается ПТК АСУ ТП, так и в ЦУС, ДЦ ОДУ и РДУ.

8.6 Требования к обеспечению информационной безопасности передачи данных при осуществлении ТУ РЗА могут дополняться требованиями к обеспечению информационной безопасности (кибербезопасности) субъектов электроэнергетики, не противоречащими требованиям, изложенным в нормативных документах Российской Федерации.

Библиографические данные

Код УДК: 621.316.06 Соединение и коммутация электрических цепей. Включение и отключение.

Код ОКС: 27.010 Энергетика и теплотехника в целом

Ключевые слова: дистанционное управление, релейная защита, оперативные переключения.

Приложение А. Примеры экранных форм (мнемокадров) (справочное)

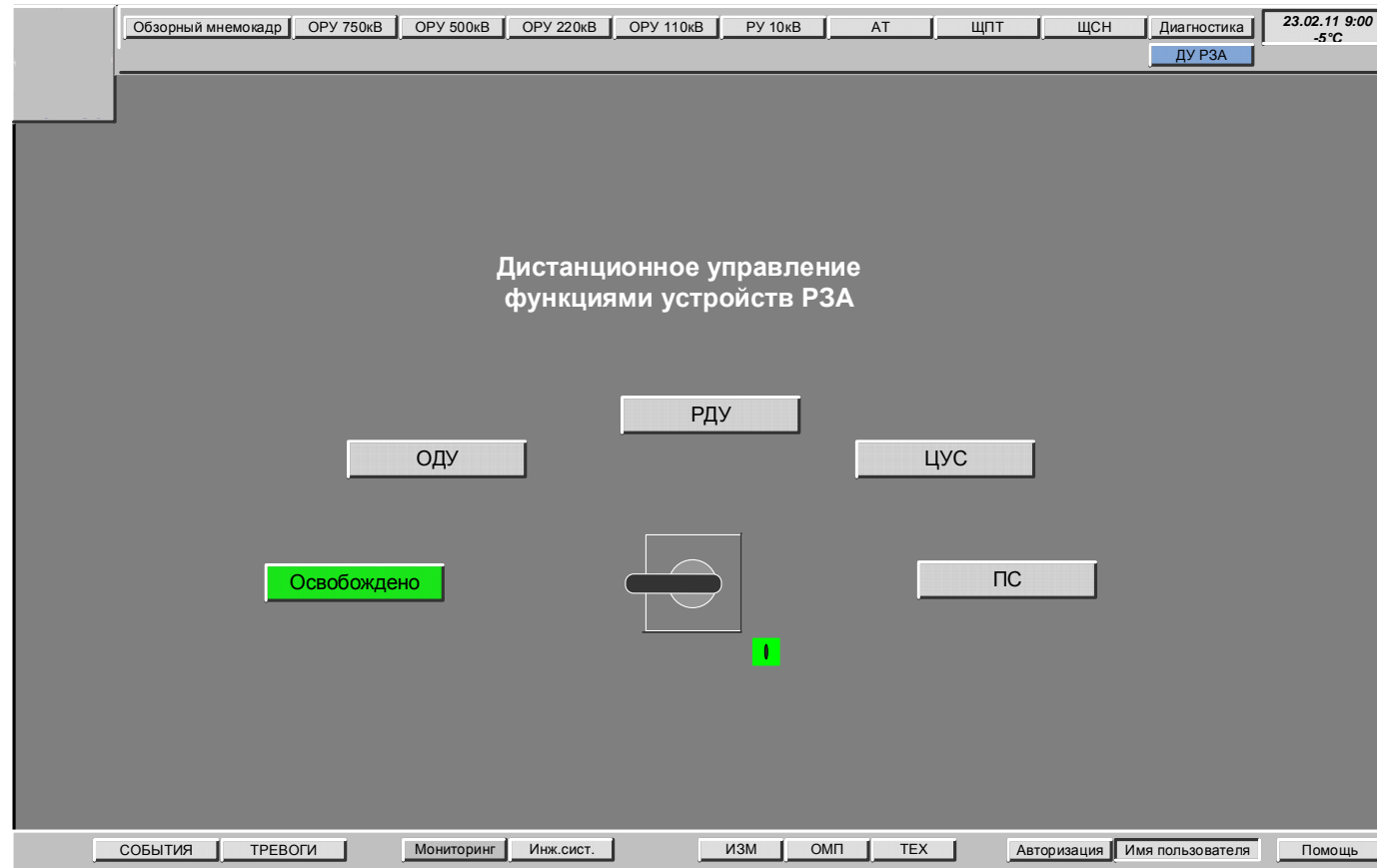


Рисунок А.1. Пример мнемокадра управления Ключом ТУ

Цвет пиктограммы с изображением замка напротив виртуального ключа соответствует выполнению (невыполнению) условий для дистанционного управления ключом ТУ. Зелёный цвет подсветки кнопки выбора места управления показывает текущее состояние Ключа ТУ.

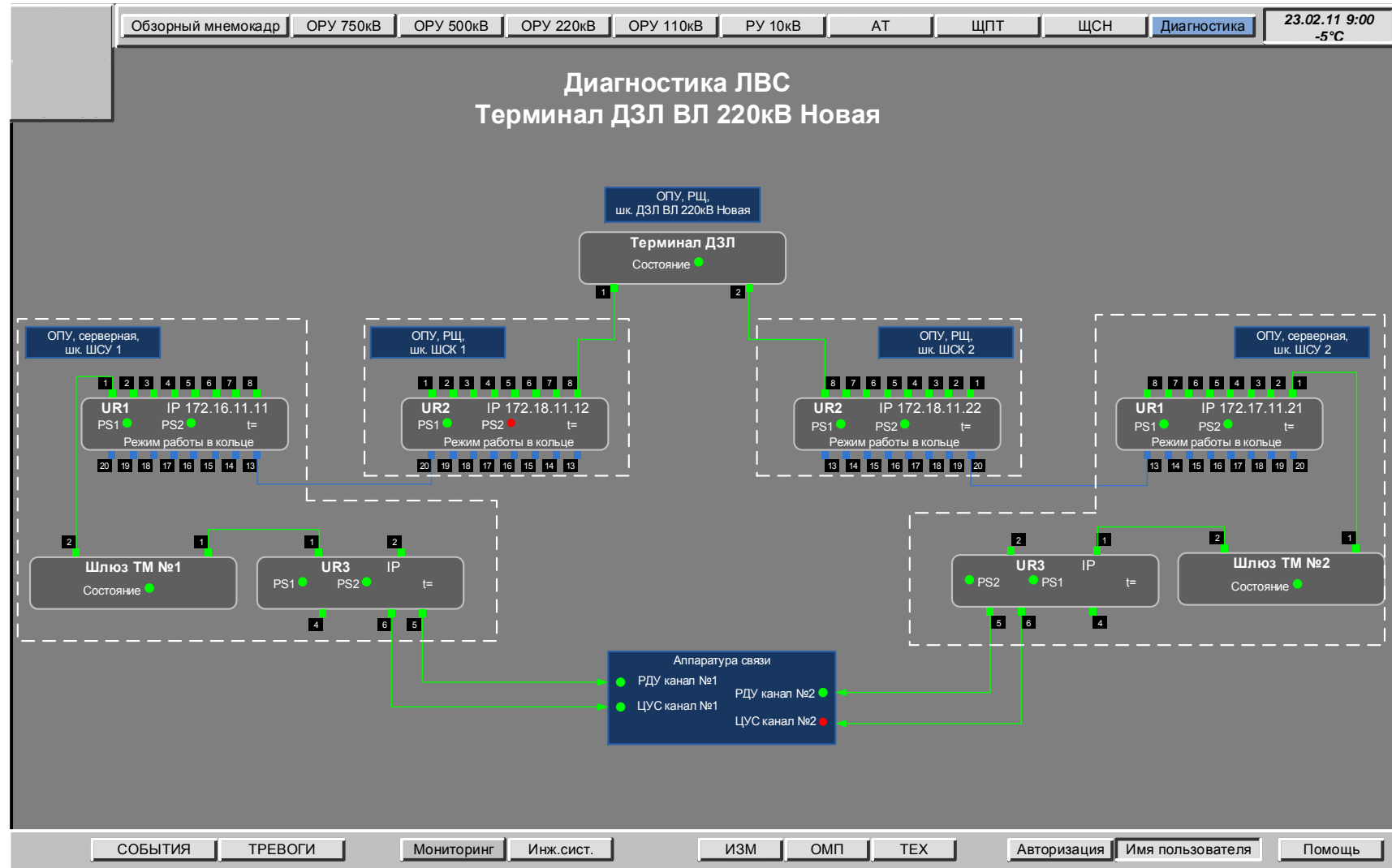


Рисунок А.2. Пример мнемокадра диагностики ЛВС

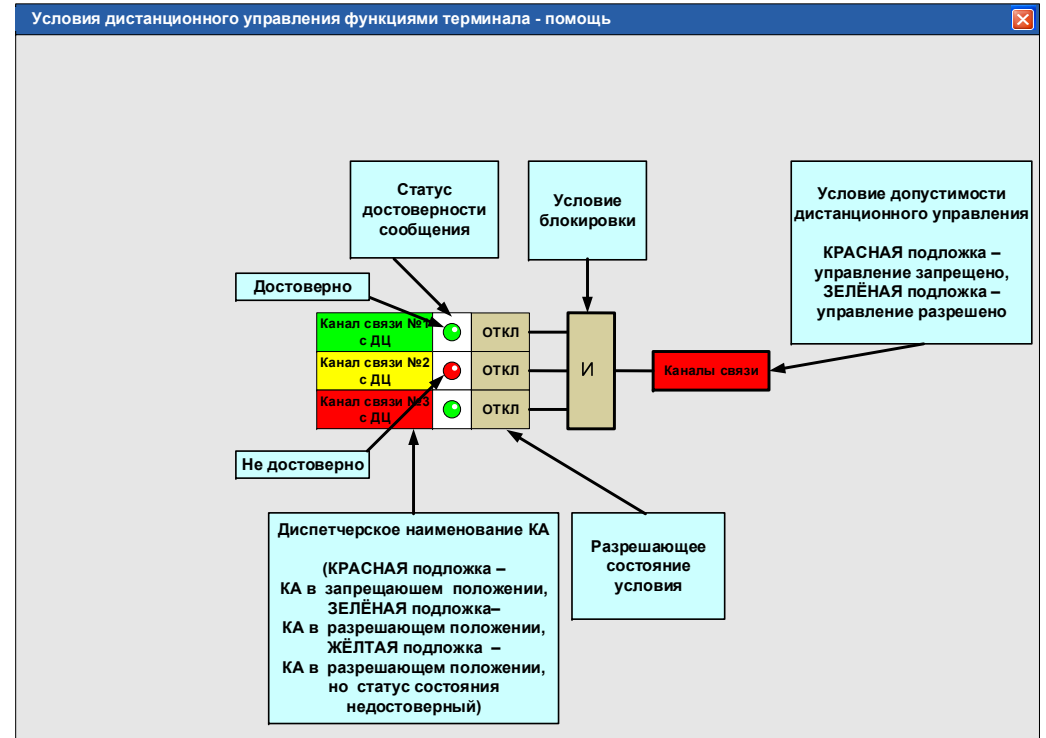
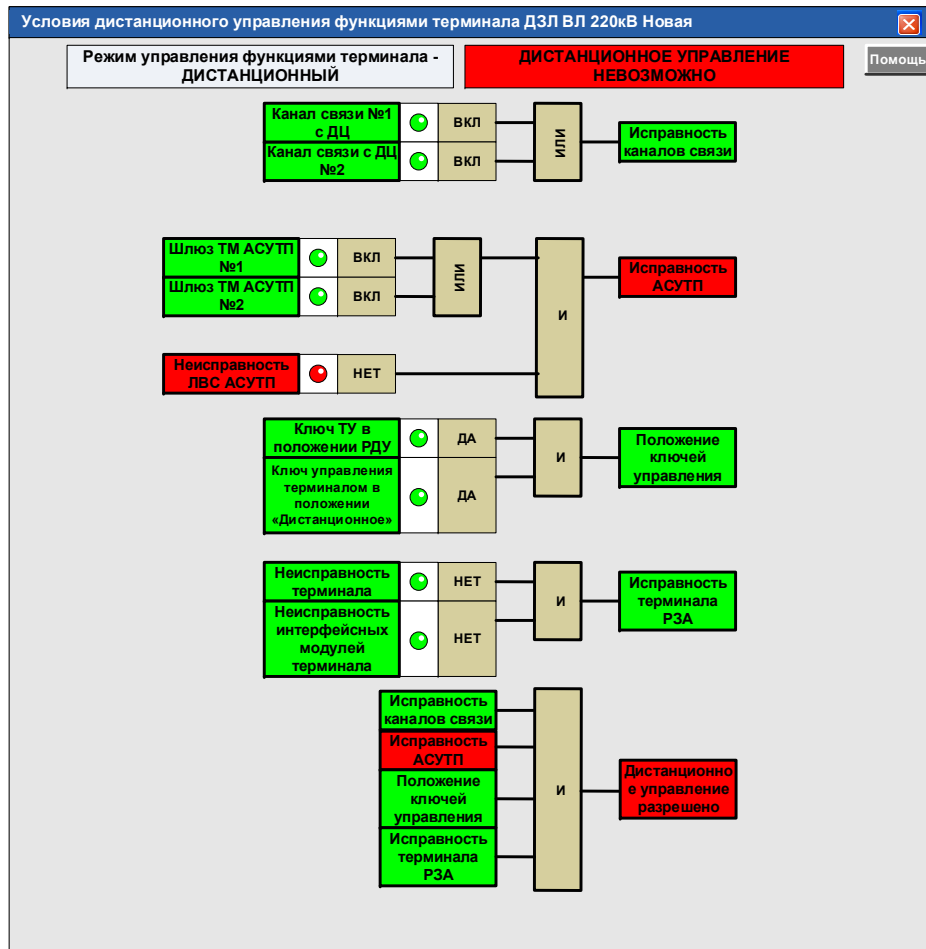


Рисунок А.3. Пример мнемокадра условий дистанционного управления функциями РЗА

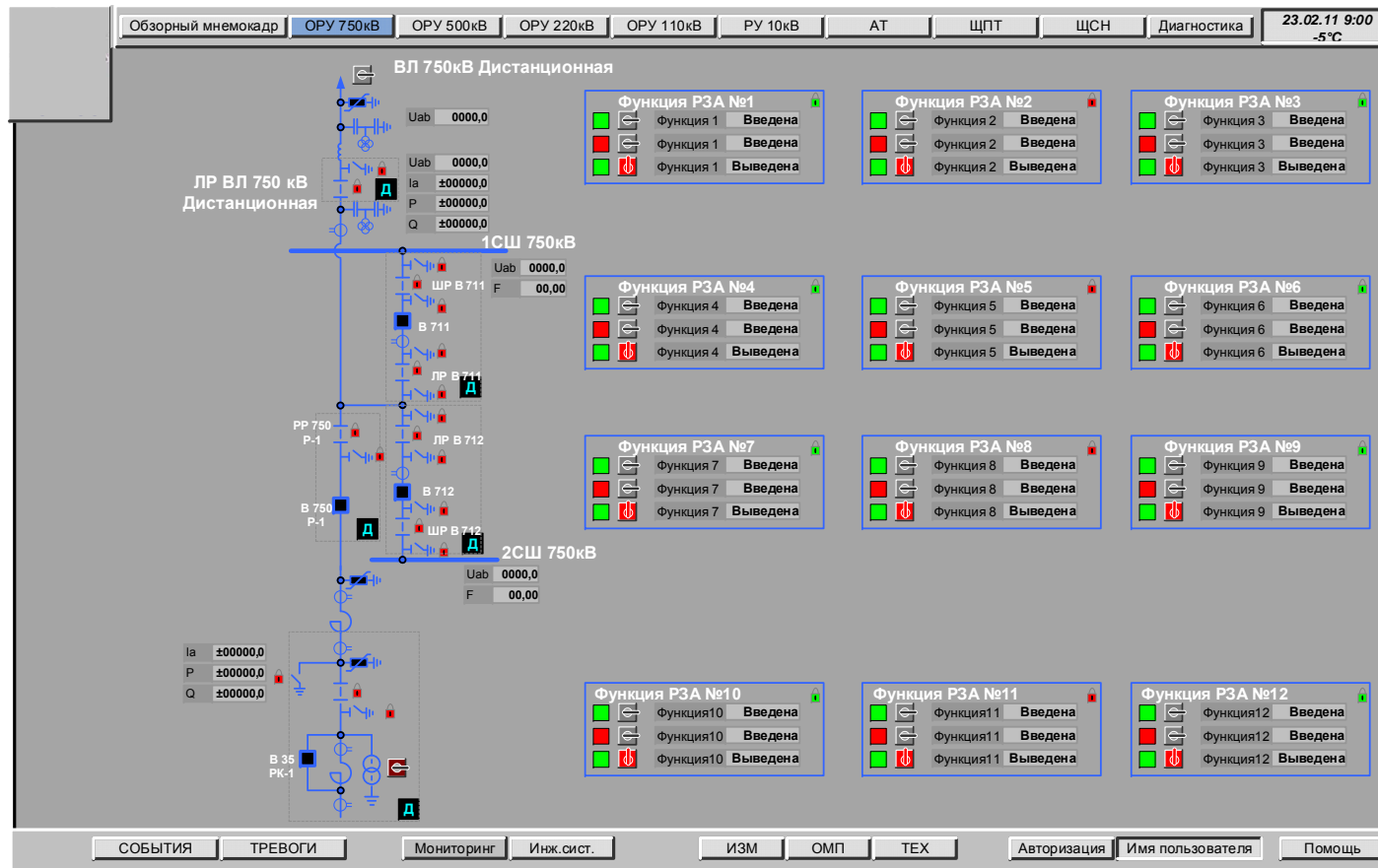



Рисунок А.4. Пример мнемокадра обзора виртуальных ключей управления функциями РЗА

Зелёный цвет прямоугольников напротив виртуальных ключей управления функциями РЗА сигнализирует о соответствии состояния виртуального ключа программе оперативных переключений или «Таблице положений переключающих устройств для используемых режимов». Красный цвет прямоугольников напротив виртуальных ключей сигнализирует о рассогласовании положения виртуального ключа с программой оперативных переключений или «Таблицей положений переключающих устройств для используемых режимов». Цвет пиктограммы с изображением замка напротив виртуального ключа соответствует выполнению (невыполнению) условий для дистанционного управления функцией.

Шкаф №14 АУВ В-210, В-212

АУВ В-210



- LED1 – Аварийное отключение выключателя
- LED2 – Отключение от ЗНФ
- LED3 – Аварийное снижение давление элегаза
- LED4 – Неуспешное снижение давления элегаза
- LED5 – Работа УРОВ
- LED6 – ТАПВ выключателя
- LED7 – Сигнал неисправность выключателя от CB-WATCH
- LED8 – Неисправность цепей управления выключателя
- LED9 – Неисправность выключателя
- LED10 – Неисправность обогрева
- LED11 – Аварийное снижение давления элегаза в ТТ
- LED12 – Неисправность в приводе разъединителя
- LED13 – Неисправность ОБР
- LED14 – Вывод передачи данных по GOOSE
- LED15 – Неисправность устройства

Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	КС	КС отр.	СШ	Дистанционное управление		
													КС отр. ВЛ	Состояние ЛВС канал 1	ОТКЛ
SAC1.1	SA1.2	SA1.3	SB1.1	SA1.4	SA1.5	SA1.6	КС отр. ВЛ и СШ	Состояние ЛВС канал 2	ВКЛ	Ключ выбора места управления		ДИСТ			
Аварийное управление разъед.	Управление КА	ОБР	Сброс светодиодов	ОБР	АПВ	Режим АПВ	Без КС								
Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	Вывед.	Введ.	ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ БЛОКИ	
														БИ SG1.1 – Цепи тока	ВЫВЕДЕНЫ
SA1.7	SA1.8	SA1.9	SA1.10	SA1.11	SA1.12	SA1.13	Резерв	БИ SG1.2 – Цепи тока МП терминала	ВВЕДЕНЫ						
Цепи включения	Цепи отключения	Выходные цепи устройства	Выходные цепи устройства	Цепи ЗНФ	Передача сообщений по GOOSE			БИ SG1.3 – Цепи напряжения	ВВЕДЕНЫ						

Рисунок А.5. Пример мнемокадра управления виртуальными ключами в шкафу РЗА

Зелёная подложка виртуальных ключей сигнализирует о соответствии положения виртуального ключа необходимому по программе переключений или «Таблице положений переключающих устройств для используемых режимов». Красная подложка виртуальных ключей сигнализирует о рассогласовании положения виртуального ключа с программой оперативных переключений или «Таблицей положений переключающих устройств для используемых режимов».

**Приложение Б. Перечень сигналов, передаваемых по каналам ТМ
для обеспечения работы функций ДУ РЗА
(справочное)**

Таблица Б.1. Перечень сигналов, передаваемых по каналам ТМ для
обеспечения работы функций ДУ РЗА

№	Наименование сигнала	Примечание
1	Неисправность коммутатора ЛВС	По каждому коммутатору технологической ЛВС
2	Неисправность блока питания коммутатора ЛВС	По каждому коммутатору технологической ЛВС
3	Состояние порта коммутатора ЛВС	По каждому порту, через который подключаются устройства РЗА, шлюзы ТМ, оборудование связи, а также кольцевые связи между коммутаторами
4	Неисправность устройства РЗА	По каждому устройству РЗА, для которого предусмотрено ДУ
5	Неисправность аппаратного модуля в составе устройства РЗА	По каждому аппаратному модулю в составе устройства РЗА, для которого предусмотрено ДУ. При наличии такого функционала в устройстве.
6	Положение виртуальных ключей управления функциями РЗА	По каждому ключу устройства РЗА, для которого предусмотрено ДУ
7	Положение Ключа ТУ	
8	Неисправность канала связи	По каждому каналу связи с ДЦ
9	Неисправность шлюза ТМ	По каждому шлюзу ТМ, участвующему в ДУ РЗА
10	Положение ключа выбора места управления функциями устройства РЗА	По каждому устройству РЗА, для которого предусмотрено ДУ
12	Состояние устройства (оперативно выведено / введено)	По каждому устройству РЗА, для которого предусмотрено ДУ
13	Состояние функций, управляемых дистанционно	По каждому ключу устройства РЗА, для которого предусмотрено ДУ
14	Команда управления функцией РЗА	По каждому ключу устройства РЗА, для которого предусмотрено ДУ
15	Команда управления виртуальным ключом с фиксацией места управления	По каждому ключу устройства РЗА, для которого предусмотрено ДУ
16	Состояние функции устройства РЗА в соответствии с «Таблицей положений переключающих устройств для используемых режимов»	По каждому ключу устройства РЗА, для которого предусмотрено ДУ
17	Неисправность в сети постоянного оперативного тока	

Приложение В. Структурная схема ДУ устройствами РЗА (справочное)

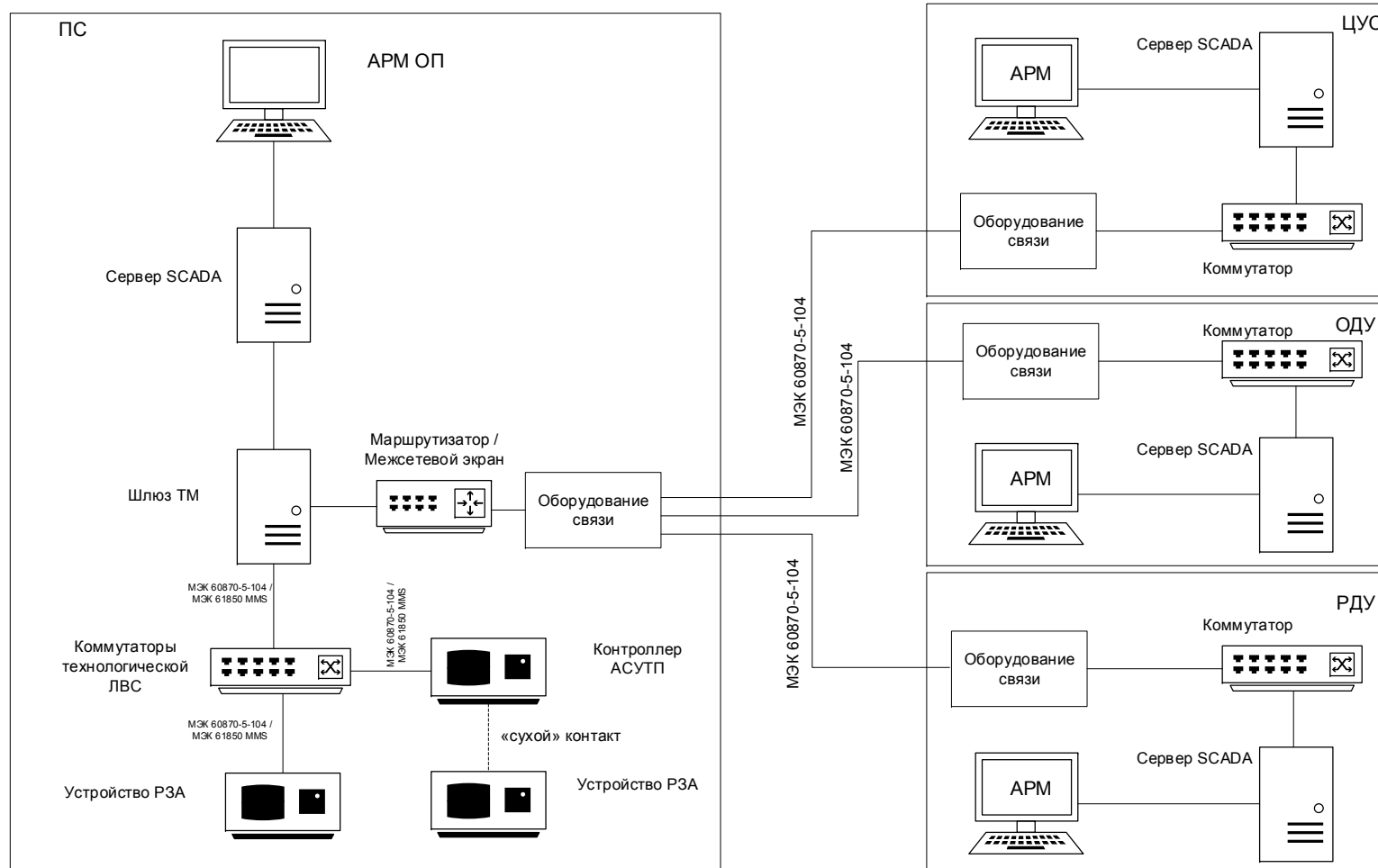


Рисунок В.1. Структурная схема ДУ устройствами РЗА

Приложение Г. Структурная схема логики ТУ (ДУ) функциями устройств РЗА (справочное)

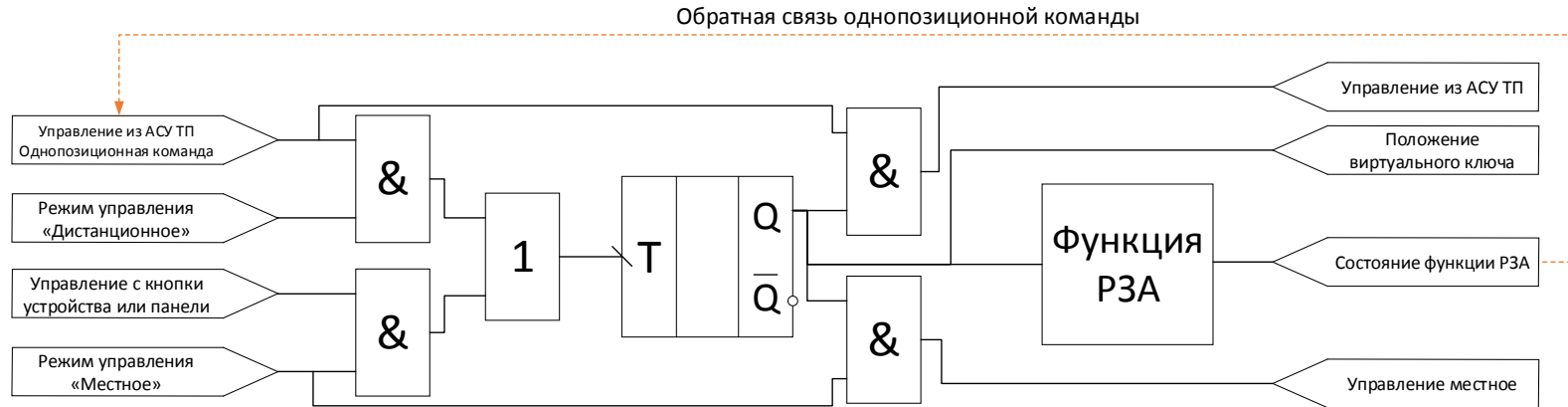


Рисунок Г.1. С использованием однопозиционных команд



Рисунок Г.2. С использованием двухпозиционных команд

**Приложение Д. Схема ТУ (ДУ) при помощи сухого контакта
(справочное)**

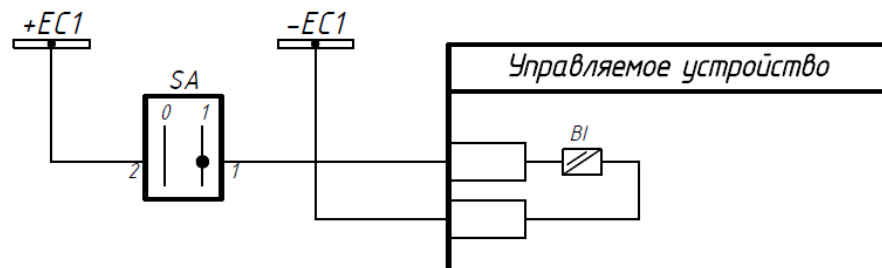


Рисунок Д.1. Схема управления функцией с помощью кулачкового переключателя SA.

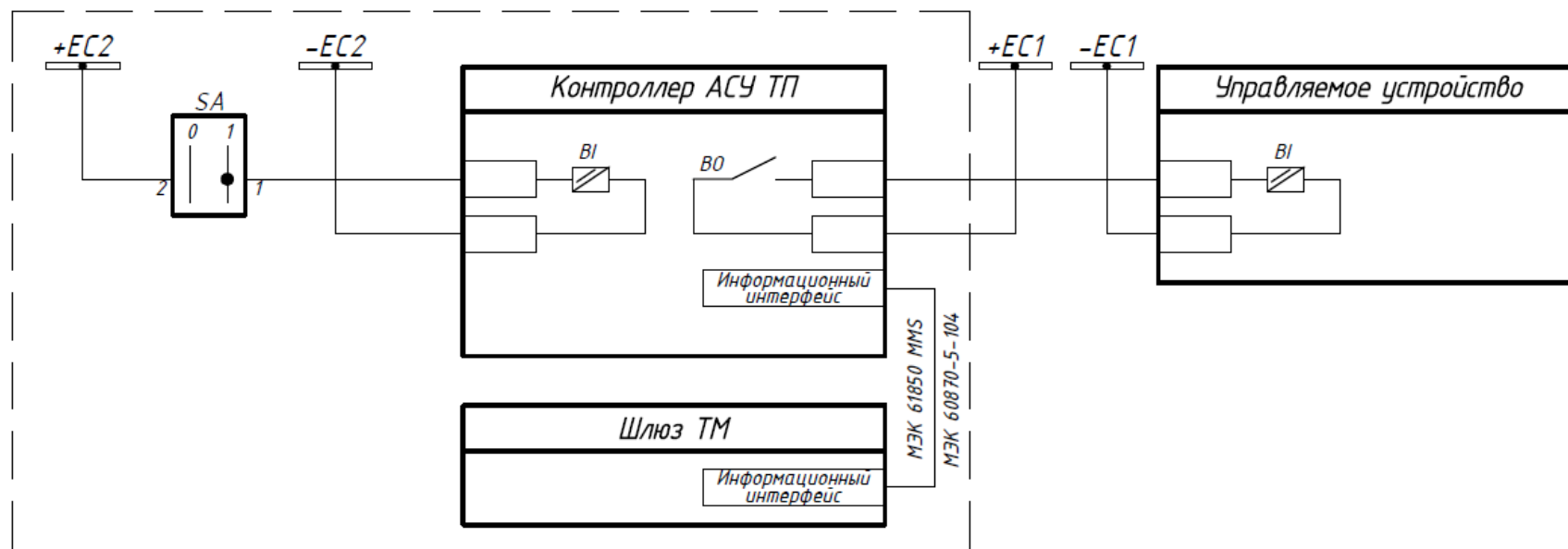


Рисунок Д.2. Схема управления функцией с использованием ТУ (ДУ) с помощью дискретного выхода контроллера АСУ ТП.

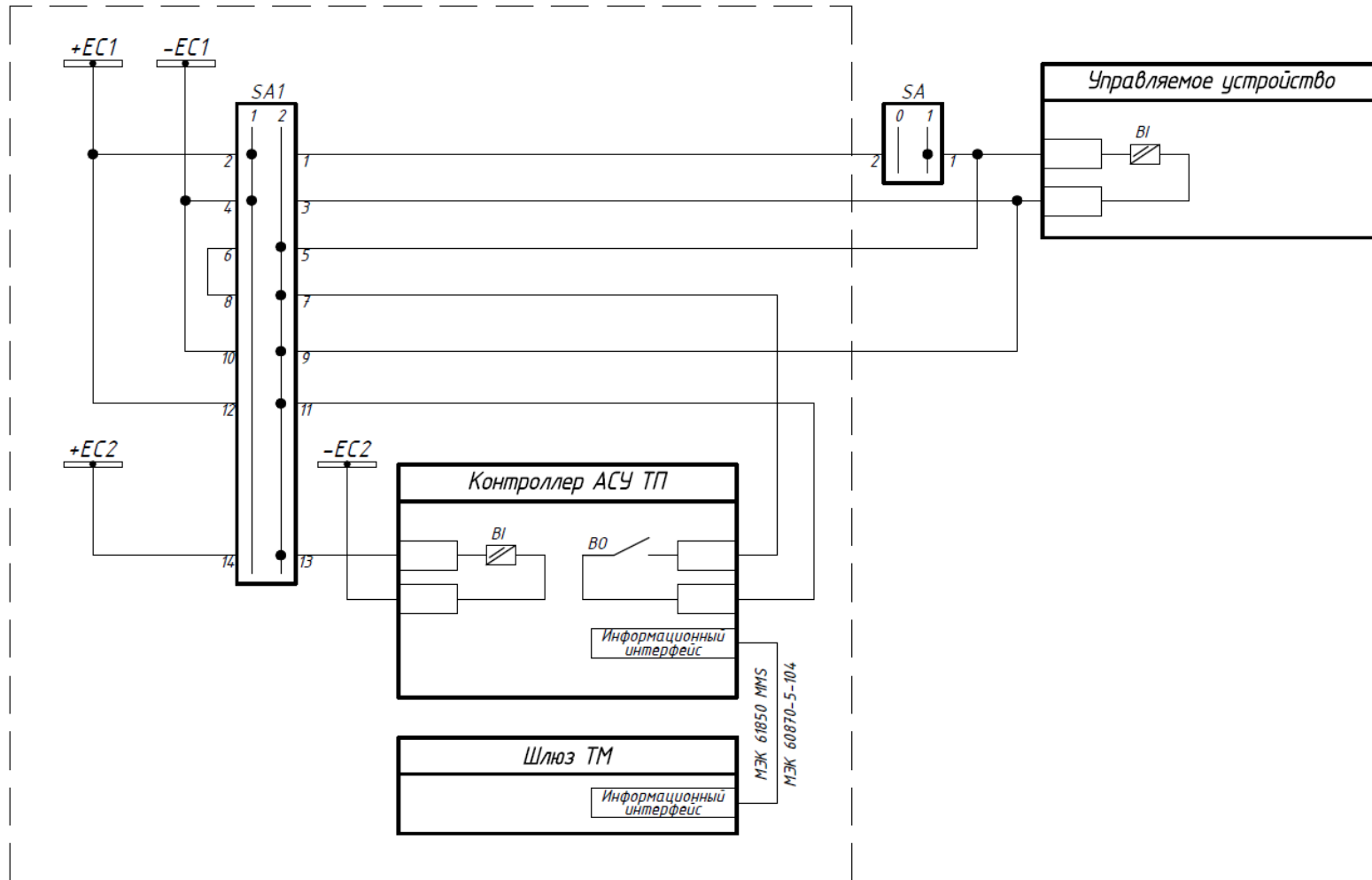


Рисунок Д.3. Схема управления функцией с использованием ТУ(ДУ) с помощью дискретного выхода контроллера АСУ ТП с использованием ключа перевода SA1.

**Приложение Е. Перечень функций, подлежащих дистанционному и телеуправлению
(справочное)**

Таблица Е.1. Перечень функций, подлежащих дистанционному и телеуправлению

№ п/п	Наименование управляемой функции	Наименование управляющего воздействия	Управляемый объект является объектом диспетчеризации		Управляемый объект не является объектом диспетчеризации	
			Объект без применения технологий ЦПС	Объект с применением технологий ЦПС	Объект без применения технологий ЦПС	Объект с применением технологий ЦПС
1	ДЗЛ	ввод/вывод	+	+	+	+
		переключение группы уставок	-	+	-	+
2	ДФЗ	ввод/вывод	+	+	+	+
		переключение группы уставок	-	+	-	+
3	ТНЗНП	ввод/вывод	+	+	+	+
		ввод/вывод отдельных ступеней	+	+	+	+
		переключение группы уставок	-	+	-	+
4	ДЗ	ввод/вывод	+	+	+	+
		ввод/вывод отдельных ступеней	+	+	+	+
		переключение группы уставок	-	+	-	+
5	МТЗ	ввод/вывод	+	+	+	+
		ввод/вывод отдельных ступеней	+	+	+	+
		переключение группы уставок	-	+	-	+
6	ОУ ДЗ	ввод/вывод	+	+	+	+
7	ОУ ТНЗНП	ввод/вывод	+	+	+	+
8	ОУ МТЗ	ввод/вывод	+	+	+	+
9	АПВ	ввод/вывод	+	+	+	+
		изменение режима работы	-	+	-	+
10	ОАПВ	ввод/вывод	+	+	+	+
		изменение режима работы	-	+	-	+
11	ТАПВ	ввод/вывод	+	+	+	+
		изменение режима работы	-	+	-	+
12	ПАВ	ввод/вывод	+	+	+	+
13	УРОВ	ввод/вывод	+	+	+	+
14	УПАСК	ввод/вывод	+	+	+	+

№ п/п	Наименование управляемой функции	Наименование управляющего воздействия	Управляемый объект является объектом диспетчеризации		Управляемый объект не является объектом диспетчеризации	
			Объект без применения технологий ЦПС	Объект с применением технологий ЦПС	Объект без применения технологий ЦПС	Объект с применением технологий ЦПС
		ввод/вывод отдельных команд	+	+	+	+
15	ДЗШ	ввод/вывод	+	+	+	+
		ввод/вывод режима нарушенной фиксации	+	+	+	+
16	ДЗО	ввод/вывод	+	+	+	+
17	ГЗ	изменение режима работы отключающей ступени	+	+	+	+
18	КИБ	ввод/вывод	+	+	+	+
		изменение режима работы отключающей ступени	+	+	+	+
19	Деление сети	ввод/вывод	+	+	+	+
20	АРКТ (АРНТ)	ввод/вывод	+	+	+	+
		повышение/понижение регулятора РПН	+	+	+	+
21	ЛЗШ	ввод/вывод	+	+	+	+
22	АВР	ввод/вывод	+	+	+	+
23	ВНР	ввод/вывод	+	+	+	+
24	ЗМН	ввод/вывод	+	+	+	+
25	Перевод цепей напряжения	Номер ввода цепей ТН	-	+	-	+
26	Сброс сигнализации	сброс сигнализации	+	+	+	+
27	ЧДА	ввод/вывод	+	+	-	-
		переключение группы уставок	+	+	-	-
28	АЧР	ввод/вывод	+	+	-	-
		переключение группы уставок	+	+	-	-
29	АОПО	ввод/вывод	+	+	-	-
		переключение группы уставок	+	+	-	-
30	АЛАР	ввод/вывод	+	+	-	-
		переключение группы уставок	+	+	-	-
31	АПНУ	ввод/вывод отдельных функций	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия автоматики	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия отдельных функций	+	+	-	-
32	АРОЛ	ввод/вывод отдельных функций	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия автоматики	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия отдельных функций	+	+	-	-
33	АРОДЛ	ввод/вывод отдельных функций	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия автоматики	+	+	-	-

№ п/п	Наименование управляемой функции	Наименование управляющего воздействия	Управляемый объект является объектом диспетчеризации		Управляемый объект не является объектом диспетчеризации	
			Объект без применения технологий ЦПС	Объект с применением технологий ЦПС	Объект без применения технологий ЦПС	Объект с применением технологий ЦПС
		выбор алгоритма действия отдельных функций	+	+	-	-
34	АРОТ	ввод/вывод отдельных функций	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия автоматики	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия отдельных функций	+	+	-	-
35	АРОДТ	ввод/вывод отдельных функций	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия автоматики	+	+	-	-
		выбор алгоритма действия отдельных функций	+	+	-	-
36	ФОВ	ввод/вывод	+	+	+	+
37	ФОЛ	ввод/вывод	+	+	+	+
38	GOOSE коммуникация	ввод/вывод	-	+	-	+
39	АОСН	ввод/вывод	+	+	+	+

Приложение Ж. Пример реализации проекта при дистанционном и телеуправлении устройствами РЗА (справочное)

В соответствии с разделом 1.4 Альбома «Типовая проектная документация на шкафы РЗА» Том 1.1 оперативное управление режимами работы функций реализованных в ИЭУ осуществляется в двух режимах:

- дистанционно при помощи соответствующего интерфейса АРМ системы АСУ ТП;
- по месту при помощи функциональных клавиш на лицевой панели ИЭУ.

Для реализации дистанционного управления функцией РЗА орган управления данной функцией по месту должен представлять из себя либо функциональную кнопку устройства либо кнопку на панели шкафа.

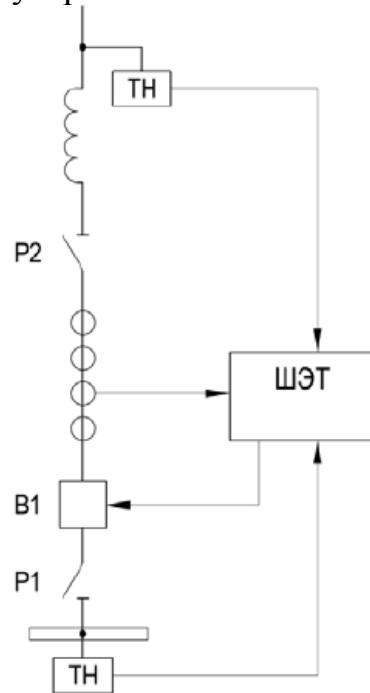


Рисунок Ж.1. Поясняющая схема подключения шкафа РЗА

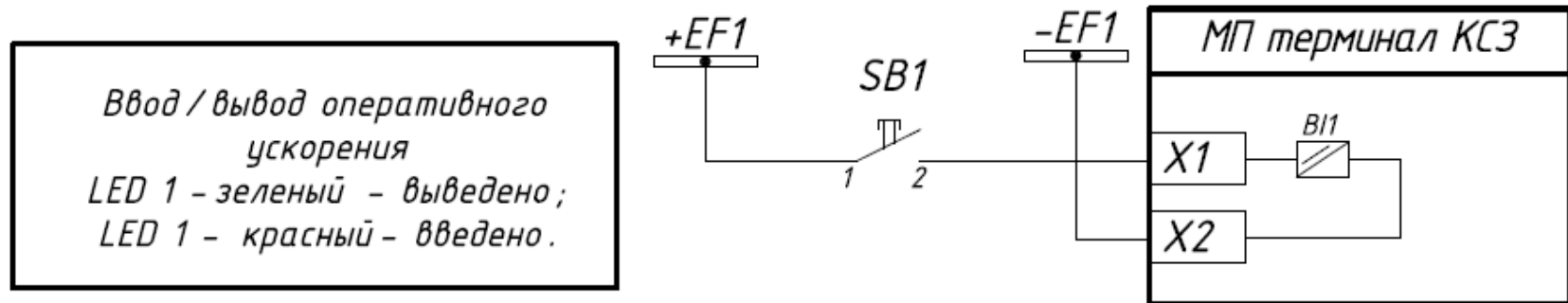


Рисунок Ж.2. Цепи оперативного постоянного тока

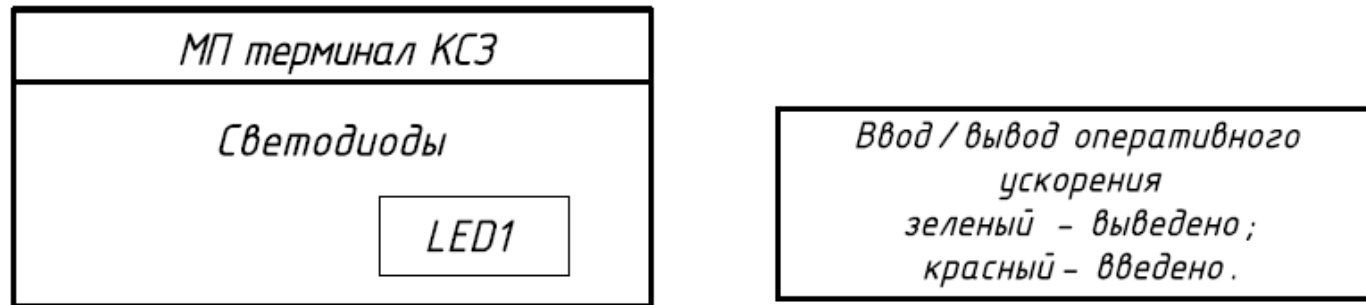


Рисунок Ж.3. Цепи оперативного постоянного тока

Пример схемы оперативного постоянного тока при использовании кнопок на панели шкафа для управления функциями РЗА

Реализация программируемой логики управления функцией при использовании кнопок для управления функцией должна соответствовать следующей схеме в Приложении Г при использовании однопозиционных команд.



Рисунок Ж.4. Реализация программируемой логики управления функцией при использовании кнопок для управления функцией

При использовании функциональных кнопок устройства либо кнопок на панели шкафа для управления функциями устройства необходимо контролировать текущее состояние функции. Осуществлять контроль текущего состояния функции можно следующими способами:

- светодиод на панели устройства;
- с использованием ИЧМ устройства (индикатор на дисплее);
- дополнительный светодиод на лицевой панели шкафа.

При определении перечня сигналов в АСУ ТП и команд от АСУ ТП в части правления функциями РЗА необходимо руководствоваться материалами Тома 2.3 Альбома «Типовая проектная документация на шкафы АСУ ТП»

Пример таблицы команд от АСУ ТП в части управления функциями РЗА на примере устройства РЗА КСЗ ВЛ в соответствии с Томом 2.3 Альбома «Типовая проектная документация на шкафы АСУ ТП».

Таблица Ж.1. Пример таблицы команд от АСУ ТП

№	Наименование сигнала	Обозначение по МЭК 61850-7-2	Примечание
1	Режим работы комплекта	LLN0.Mod	
2	Сброс сигнализации	LLN0.LEDRs	
3	Выбор группы уставок	LLN0.SGCB	
4	Режим работы ОУ	OPADISTPDIS1.Mod OPATOCPTOC1.Mod	
5	Режим работы ОУ без выдержки времени	OPADISTPDIS2.Mod OPATOCPTOC2.Mod	
6	Режим работы чувств, ступеней ТНЗНП	DZERTPTOC3.Mod / DZERTPTOC4.Mod / DZERTPTOC5.Mod / DZERTPTOC6.Mod	
7	Режим работы ПУ ТНЗНП	OATOCPTOC1.Mod	
9	Действие защит на В	GENPTRC1.Mod	