

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
Кафедра теплоэнергетики

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1

Учебное пособие



Ижевск
2021

УДК 621.311:621.398(075.8)
ББК 31.27-051.3я73
П834

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Авторы-составители: С.А. Хорьков, В.К. Преснухин, Т.Ф. Зарипов

Рецензент: начальник СРЗА и М Воткинской ГЭС Э.Ф. Гайнанов

П834 Противоаварийная автоматика Ижевской ТЭЦ-1: учебное пособие. / С.А. Хорьков, В.К. Преснухин, Т.Ф. Зарипов. – Ижевск: Издательский центр «Удмуртский университет», 2021. – 76 с.

ISBN 978-5-4312-0933-8

Учебное пособие предназначено для изучения устройств противоаварийной автоматики Ижевской ТЭЦ-1. В пособии описаны назначение и область применения противоаварийной автоматики, структура противоаварийной автоматики, приведено описание и технические характеристики противоаварийной автоматики (ЧДА, АОПО, УПАСК) Ижевской ТЭЦ-1, реализованной в устройствах МКПА, МКПА-2 и АКА «Кедр», описаны требования к обслуживанию и эксплуатации устройств противоаварийной автоматики Ижевской ТЭЦ-1.

Пособие предназначено для студентов магистратуры, обучающихся по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» программы «Измерительные системы и информационные технологии в электроэнергетике и электротехнике».

УДК 621.311:621.398(075.8)
ББК 31.27-051.3я73

© С.А. Хорьков, В.К. Преснухин,
Т.Ф. Зарипов, 2021

© ФГБОУ ВО «Удмуртский
государственный университет», 2021

ISBN 978-5-4312-0933-8

Термины и определения релейной защиты и автоматики энергосистем

Аварийный режим энергосистемы: электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов и иных обязательных требований, и ведущий к угрозе повреждения оборудования и ограничению подачи электрической и тепловой энергии.

Автоматическое управление в энергосистеме: управление энергетическими объектами без участия оператора-диспетчера; технические средства автоматического управления – это непрерывно действующие автоматические регуляторы частоты вращения и активной мощности, напряжения и реактивной мощности.

Автоматизированное управление в энергосистеме: управление производством, передачей, распределением электроэнергии в целом при непосредственном участии человека, т.е. предполагающее участие оператора – диспетчера.

Автоматическое повторное включение: повторное включение выключателей, с заданной кратностью действия, поврежденных (а иногда и неповрежденных) электроэнергетических объектов.

Автоматический ввод резерва: включение резервных источников питания и резервного оборудования.

Асинхронный режим: аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы.

Аттестация оборудования: оценка соответствия показателей предлагаемого к использованию на объектах электросетевого хозяйства оборудования, систем, технологий и материалов требованиям стандартов, нормативно-технических документов, условиям применения и возможности его использования на объектах электросетевого хозяйства.

Доаварийный режим энергосистемы: установившийся режим энергосистемы до возникновения аварийного возмущения.

Команда противоаварийной автоматики: команда, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики, на реализацию управляющего воздействия, передаваемая с помощью устройств передачи аварийных сигналов и команд.

Комплекс противоаварийной автоматики: совокупность устройств противоаварийной автоматики, связанных между собой функционально.

Контролируемое сечение: совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, потоки активной мощности по которым контролируются и (или) регулируются в целях обеспечения устойчивости

энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и обслуживания.

Локальная противоаварийная автоматика: устройства противоаварийной автоматики или комплекс противоаварийной автоматики, формирующий и реализующий противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной информации.

Нормальный режим энергосистемы: электроэнергетический режим, в котором все значения технических параметров находятся в пределах, допустимых для длительной работы по критериям качества электроэнергии, исправности отдельных элементов (термической стойкости ЛЭП, трансформаторов и др.), надёжности, устойчивости, имеются резервы мощности и запасы топлива на электростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Нормативное возмущение: аварийное возмущение, учитываемое в требованиях по обеспечению устойчивости энергосистем при их проектировании и эксплуатации.

Послеаварийный режим энергосистемы: установившийся электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся параметрами, сложившимися после завершения вызванного аварийным возмущением переходного процесса; он может быть нормальным или утяжелённым.

Противоаварийная автоматика: совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

Режимная автоматика: совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).

Ремонтный режим: режим, который возникает при выводе из работы одного или нескольких элементов сети или устройств противоаварийного автоматического управления.

Релейная защита: совокупность специальных автоматических устройств, предназначенных для предотвращения развития аварий в электроэнергетической системе и ее элементах; она выявляет повреждение и действует на отключение выключателей для отделения поврежденного электроэнергетического объекта, кроме того она выявляет утяжеленный режим работы и выдает информацию о нем, действуя на сигнал.

Ресинхронизация: процесс восстановления синхронной работы электрической станции или части энергосистемы после нарушения синхронизма, не связанный с делением энергосистемы.

Связь (в электрической сети): последовательность элементов электрической сети (линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты), соединяющих две части энергосистемы.

Сечение (в электрической сети): совокупность элементов электрической сети, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части.

Управляющее воздействие: задание на изменение режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, реализуемое по команде противоаварийной автоматики.

Уставка: значение параметра, при котором должно срабатывать устройство релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Устройство противоаварийной автоматики: техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее фиксацию аварийного возмущения, обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, передачу аварийных сигналов и команд управления или реализацию управляющих воздействий и обслуживаемое(оперативно и технически) как единое целое.

Утяжелённый режим энергосистемы: режим, в котором хотя бы один из параметров достигает значений, допустимых лишь в течение ограниченного времени.

Цикл асинхронного режима: проворот на 360 градусов относительно угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов.

Электрический центр качаний: точка электрической сети, напряжение в которой при асинхронном режиме снижается до нуля.

Энергосистема: совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

Буквенные сокращения релейной защиты и автоматике энергосистем и энергообъектов

АВР	– автоматический ввод резерва;
АДВ	– автоматика дозировки управляющих воздействий;
АДС	– автоматика деления сети;
АЗГ	– автоматическая загрузка генераторов;
АКА	–аппаратура каналов автоматике;
АЛАР	– автоматическая ликвидация асинхронного режима;
АОПН	– автоматическое ограничение повышения напряжения;
АОПО	– автоматическое ограничение перегрузки оборудования;
АОПЧ	– автоматическое ограничение повышения частоты;
АОСН	– автоматическое ограничение снижения напряжения;
АОСЧ	– автоматическое ограничение снижения частоты;
АПВ	– автоматическое повторное включение;
АПНУ	– автоматическое предотвращение нарушения устойчивости;
АПП	–автоматика от перегрева проводов;
АР	– асинхронный режим;
АРА	–автоматика разгрузки автотрансформатора;
АРБКЗ	– автоматика разгрузки при близком коротком замыкании;
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения;
АРЗКЗ	– автоматика разгрузки при затяжном коротком замыкании
АРПМ	– автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности
АРОЛ	– автоматика разгрузки при отключении линии;
АРУ	– автоматика разгрузки узла;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами объектов электроэнергетики;
АФПП	– автоматика фиксированного перерыва питания;
АЧВР	– автоматический частотный ввод резерва;
АЭС	– атомная электростанция;
ВОЛС	– волоконно-оптическая линия связи;
ВЧ	– высокочастотный;
ВЧТО	– устройство высокочастотного телеотключения с каналами связи;
ГЭС	– гидроэлектростанция;
ДРТ	– длительная разгрузка турбины;
ДЦ	– диспетчерский центр;
ЗИП	– запчасти, инструменты, принадлежности;
ИО	– исполнительный орган;
КБ	– конденсаторная батарея
КЗ	– короткое замыкание;
КПР	– контроль предшествующего режима;
КСПА	– координирующая система противоаварийной автоматике;
ЛАПНУ	– локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЛПО	– логический пусковой орган;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МТЗ	– максимальная токовая защита;
НЭТЛ	– начальник электротехнической лаборатории;

НЭЦ	– начальник электроцеха;
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение;
ОВ	– обходной выключатель;
ОГ	– отключение генераторов;
ОДУ	– объединенное диспетчерское управление;
ОДУ Урала	– филиал АО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала;
ОИК	– оперативно-информационный комплекс;
ОН	– отключение нагрузки;
ОШР	– отключение шунтирующих реакторов;
ПА	– противоаварийная автоматика;
ПАУ	– противоаварийное управление;
Пермское РДУ	– филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ;
Персонал РЗА	– персонал, обученный и допущенный распорядительным документом эксплуатирующей организации к самостоятельной проверке соответствующих устройств и комплексов;
ПО	– пусковой орган;
ПР	– передатчик;
П	– приемник;
ПТК	– программно-технический комплекс;
ПУР	– «Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ»;
РДУ	– региональное диспетчерское управление;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
РПН	– регулирование под нагрузкой;
САОН	– специальная автоматика отключения нагрузки;
СВ	– секционный выключатель;
СГ	– синхронный генератор;
СК	– синхронный компенсатор;
СО	– системный оператор;
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности;
СШ	– система шин;
ТАПВ	– трехфазное автоматическое повторное включение;
ТИ	– телеизмерение;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТТ	– трансформатор тока;
ТО	– токовая отсечка;
ТУВ	– таблица управляющих воздействий;
ТЭС	– тепловая электростанция;
УВ	– управляющее воздействие;
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя;
УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;
УПК	– устройство передачи команд;
УФПМ	– устройство фиксации перегрузки по активной мощности;
УФСН	– устройство фиксации снижения напряжения;
УФСНП	– устройство фиксации снижения напряжения прямой последовательности;

ФВЛ	– фиксация включения линии;
ФК	– форсировка емкостной компенсации;
ФОАТ	– фиксация отключения автотрансформатора;
ФОВ	– фиксация отключения выключателя;
ФОДЛ	– фиксация отключения двух линий;
ФОДТ	– фиксация отключения двух трансформаторов;
ФОТ	– фиксация отключения трансформатора;
ФОЛ	– фиксация отключения линии;
ФОСШ	– фиксация отключения системы шин;
ФСМ	– фиксация сброса мощности;
ФТОП	– фильтр токов обратной последовательности;
ЦСПА	– централизованная система противоаварийной автоматики;
ЧАПВ	– частотное автоматическое повторное включение
ЧДА	– частотная делительная автоматика;
ЭТЛ	–электротехническая лаборатория;
ЭЭ	– электрическая энергия;
ЭЭС	– электроэнергетическая система;
ЭЦ	– электроцех.

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация электрооборудования электроэнергетических систем (ЭЭС) и электрических станций предполагает наличие противоаварийного управления (ПАУ).

Практическими целями ПАУ является предотвращение, а также прекращение аварий и их каскадного развития в ЭЭС. Для достижения этих целей созданы и совершенствуются системы противоаварийного автоматического управления (ПААУ) и система противоаварийного оперативного управления (ПАОУ).

К технике противоаварийного управления относят автоматические средства релейной защиты. Эти средства появились в самом начале становления электроэнергетики и, развиваясь, были выделены в отдельную область автоматики противоаварийного управления. В тоже время выделяют отдельные области ответственности и учебные дисциплины, в одних из которых изучается «релейная защита», а в других – «противоаварийная автоматика»[3].

Релейная защита (РЗ): совокупность специальных автоматических устройств, предназначенных для предотвращения развития аварий в электроэнергетической системе и ее элементах; она выявляет повреждение и действует на отключение выключателей для отделения поврежденного электроэнергетического объекта, кроме того она выявляет утяжеленный режим работы и выдает информацию о нем, действуя на сигнал.

Основные виды РЗ: токовые защиты (максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО)), дифференциальная защита (ДЗ), логическая защита (ЛЗ), устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ), защита от замыканий на землю.

Если в состав РЗ включают автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматический ввод резерва (АВР), то аббревиатура приобретает вид РЗА.

Противоаварийная автоматика (ПА): совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

Основные подсистемы ПА: автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН), автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО), устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд (УПАСК). Подсистемы ПА могут включать под-

системы более низкого уровня, например, АОСЧ Ижевской ТЭЦ-1 включает систему частотной делительной автоматики (ЧДА).

При подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств РЗ и ПА установлены требования к взаимодействию субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии (ЭЭ), владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами по производству ЭЭ и (или) объектами электросетевого хозяйства, входящими в состав ЭЭС или присоединяемыми к ней, между собой и с диспетчерскими центрами субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в частности, в области распределение функций по расчету и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА между диспетчерскими центрами и владельцами объектов электроэнергетики [13].

ПАОУ реализуют согласованными действиями диспетчерского персонала разных ступеней территориальной иерархии управления и оперативного персонала электрических станций и электрических сетей: диспетчера предприятий электросетей и начальники смен электростанций, диспетчера регионального диспетчерского управления (РДУ), диспетчера объединенного диспетчерского управления (ОДУ), диспетчера центрального диспетчерского управления (ЦДУ).

Цели оперативного управления, характер оперативных решений, необходимая быстрота их реализаций зависит от режима, в котором находится ЭЭС: нормальный, утяжеленный, аварийный, послеаварийный, ремонтный.

Наибольшую часть времени ЭЭС находится в нормальном режиме, в котором все значения параметров режима находятся в пределах, допустимых для длительной работы по критериям качества электроэнергии, исправности отдельных элементов ЭЭС (термической стойкости ЛЭП, трансформаторов и др.), надёжности, устойчивости.

Основной задачей оперативного управления в нормальном режиме является обеспечение энергоснабжения потребителей при минимальных затратах на производство электроэнергии при соблюдении требуемого ее качества и уровня надёжности.

Основная задача оперативного управления в утяжелённом режиме – не допустить его дальнейшего утяжеления (что может привести к переходу в аварийный режим), устранить причину, вызвавшую утяжелённый режим и восстановить нормальный режим.

Режим называется аварийным, если один или несколько его параметров достигают значений, недопустимых даже кратковременно.

Основная задача оперативного управления ЭЭС в аварийном режиме – выявить причину и локализовать район аварии, предотвратить ее развитие и распространение, ускорить восстановление нормального режима.

Из-за быстроты протекания аварийных процессов диспетчерский и оперативный персонал подключаются непосредственно к ПАУ лишь в редких случаях. Однако ясно, что от действий диспетчерского и оперативного персонала, в том числе и до аварии, очень многое зависит.

После устранения причин аварийного режима ЭЭС переходит к послеаварийному режиму. Он может быть нормальным или утяжелённым.

Различают также ремонтный режим при выводе из работы одного или нескольких элементов сети или устройств ПААУ.

В зависимости от места возникновения аварии, тяжести, возможных последствий основная роль в ПАУ принадлежит диспетчерскому персоналу соответствующей ступени иерархии диспетчерского управления.

Чем крупнее авария, тем больше ступеней диспетчерского управления участвуют в ПАУ. При этом обязательными являются согласованные действия диспетчерского персонала разных ступеней диспетчерского управления при чётком распределении функций и строгом соблюдении диспетчерской дисциплины [5].

Филиал «Удмуртский», работающий в составе группы «Т Плюс», объединяет генерирующие и теплосетевые активы в г. Ижевске.

В состав этих активов входят 2 теплоэлектроцентрали: Ижевские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, а также теплосетевая компания «Удмуртские коммунальные системы».

Ижевская ТЭЦ-1 (введена в эксплуатацию в 1934 году) является источником электроснабжения и теплоснабжения крупных промышленных предприятий г. Ижевска, а также обеспечивает теплом и горячей водой значительную часть жилищно-коммунального сектора столицы Удмуртской Республики.

В 2014 году на Ижевской ТЭЦ-1 была введена в эксплуатацию парогазовая установка ПГУ-230 на базе газовой турбины ГТЭ-160 и паровой турбины Т-63/76-8,8.

На Ижевской ТЭЦ-1 установлены подсистемы нижнего уровня ПА АОСЧ (ЧДА) и АОПО. Они воплощены в изделиях МКПА и МКПА-2 инженерной компании «Прософт-Системы» [15]. Уставки срабатывания ЧДА и АОПО выполнены филиалом АО «СО ЭЭС» Пермское РДУ. На Ижевской ТЭЦ-1 установлены полукомплекты УПАСК (АКА «Кедр»), работающие по ВЧ каналу связи.

Настоящее учебное пособие предназначено для студентов магистратуры, изучающих дисциплину «Микропроцессорная интегрированная противоаварийная автоматика», обучающихся по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» по профилю «Измерительные системы и информационные технологии в электроэнергетике и электротехнике». Изучение этой дисциплины тесно связано с изучением дисциплин обязательной части учебной программы «Системный анализ в электроэнергетике», «Сетевые информационные технологии в электроэнергетике», «Теория автоматического

управления» и – дисциплин, которые формируются участниками образовательных отношений, «Современные технологии релейной защиты», «Программное обеспечение электроэнергетических систем и систем релейной защиты и автоматики», «Основы проектирования и эксплуатации систем релейной защиты и автоматики в электроэнергетике», «Программирование микроконтроллеров и встроенных микропроцессоров энергосистем».

Учебное пособие предназначено для изучения устройств противоаварийной автоматики Ижевской ТЭЦ-1. В пособии описаны назначение и область применения противоаварийной автоматики, структура противоаварийной автоматики, приведено описание и технические характеристики противоаварийной автоматики (ЧДА, АОПО, УПАСК) Ижевской ТЭЦ-1, реализованной в устройствах МКПА, МКПА-2 и АКА «Кедр», описаны требования к обслуживанию и эксплуатации устройств противоаварийной автоматики Ижевской ТЭЦ-1. Настоящее пособие имеет прикладную направленность, в нем показано, как, и при помощи каких средств, реализован нижний уровень противоаварийной автоматики конкретной электрической станции и, как он связан с уровнем регионального диспетчерского управления. Настоящее учебное пособие является оригинальным.

Учебное пособие позволит студентам изучить: назначение и область применения устройств противоаварийной автоматики; структуру противоаварийной автоматики энергообъекта; противоаварийную автоматику Ижевской ТЭЦ-1; устройство и обслуживание противоаварийной автоматики Ижевской ТЭЦ-1. Изучению этих задач помогают контрольные вопросы, помещенные в конце каждого раздела, соответствующего каждой из перечисленных выше задач.

Изучение материала учебного пособия направлено на проектный и эксплуатационный тип задач профессиональной деятельности. Они непосредственно связаны с формированием профессиональной компетенции – проектной ПК-05 «Способность выбирать серийные и проектировать новые объекты профессиональной деятельности»; эксплуатационной – ПК-07 «Способность выбирать структуру и параметры элементов межсистемных электрических связей и рассчитывать показатели надежности электроэнергетических систем».

Настоящее учебное пособие включает: перечень терминов, определений и буквенных сокращений РЗ и А энергосистем и энергообъектов, введение, раздел – назначение и область применения устройств ПА, раздел – структура ПА энергообъекта, раздел – ПА Ижевской ТЭЦ-1, раздел – устройство и обслуживание устройств ПА Ижевской ТЭЦ-1, 7 приложений, список литературы. Каждый раздел содержит список контрольных вопросов.

Материал настоящего учебного пособия будет востребован на всех этапах изучения дисциплины «Микропроцессорная интегрированная противоаварийная автоматика».

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Устройства ПА предназначены для «... предотвращения возникновения и развития аварийных процессов в энергосистеме и ускорение восстановления нормальных режимов...»[5]. ПА обеспечивает сохранность оборудования и повышает допустимые перетоки по линиям электрических сетей.

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуют посредством устройств и комплексов ПА, которые выполняют следующие функции:

- предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);
- ограничение снижения или повышения частоты (АОСЧ, АОПЧ);
- ограничение снижения или повышения напряжения (АОСН, АОПН);
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования (АОПО);
- приема, фиксации или дальнейшей передачи команд, формируемых устройствами РЗ и ПА (УПАСК).

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из следующих уровней:

- первый уровень – Единой энергетической системы России (ЕЭС России)
- системный оператор единой энергетической системы (СО ЕЭС).
- второй уровень – объединенной энергосистемы, например, филиал АО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Урала (ОДУ Урала)
- третий уровень – региональной энергосистемы, например, филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ;
- четвертый уровень – объектов электроэнергетики, например, филиал «Удмуртский» группы «Т Плюс» Ижевская ТЭЦ-1.

Первый уровень является координирующим, второй и третий являются централизованным уровнем, четвертый – локальным.

В состав устройств и комплексов ПА входят технические средства:

- устройства измерения параметров доаварийного и аварийного электроэнергетических режимов;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройство автоматической дозировки воздействия, выполняющее выбор управляющих воздействий (УВ);
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления;
- каналы передачи указанной информации.

Функции противоаварийного управления реализуются посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков тепловых электрических станций;
- электрическое торможение генераторов;
- отключение генераторов электростанций;
- автоматическая загрузка генераторов;
- деление энергосистемы на несинхронно работающие части;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии[3,5].

Как отмечено выше, в системах ПА выделяют уровни устройств координирующей, централизованной, локальной ПА. Отличие оборудования этих уровней состоит в объеме обрабатываемой входной информации и наборе функций, выполняемых устройствами. Устройство высших уровней ПА собирает и обрабатывает данные со множества присоединений, а устройства локальной ПА обрабатывают информацию, поступающую с одного или двух присоединений. Устройства централизованной ПА, как правило, работают под управлением управляюще-вычислительного комплекса (УВК), находящегося в ведении системного оператора, а устройства локальной ПА зачастую функционируют обособлено по алгоритмам, заложенным на этапе наладки и ввода в эксплуатацию этих устройств [15].

К централизованной ПА относится:

- автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- автоматика разгрузки узла (АРУ);
- автоматика дозирующих управляющих воздействий (АДВ);
- автоматика разгрузки при отключении одной или двух линий электропередач (АРОЛ, АРОДЛ),
- специальная автоматика отключения нагрузки (САОН);
- автоматика разгрузки станции (АРС);
- автоматика загрузки станции (АЗС).

К локальной ПА относится:

- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматика ограничения повышения и снижения частоты (АОПЧ, АОСЧ);
- автоматика ограничения повышения и снижения напряжения (АОПН, АОСН);
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ);

- автоматика разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ);
- автоматика управления реактором (АУР);
- функция контроля предшествующего режима (КПР);
- функция контроля вторичных цепей напряжения КЦН
- функция фиксации отключения одной (ФОЛ);
- функция фиксации отключения трансформатора (ФОТ);
- функция фиксации отключения блока (ФОБ);
- функция фиксации отключения системы шин (ФОСШ);
- функция фиксации сброса мощности (ФСМ);

Контрольные вопросы к разделу 1

1. Для чего предназначены устройства противоаварийной автоматики?
2. Какие подсистемы входят в состав противоаварийной автоматики и какие функции они выполняют?
3. По какому принципу организуется автоматика предотвращения нарушения устойчивости и какие уровни она включает?
4. Какие технические средства входят в состав устройств и комплексов противоаварийной автоматики?
5. При помощи каких управляющих воздействий реализуют функции противоаварийного управления?
6. Какие подсистемы автоматики относят к централизованной противоаварийной автоматике?
7. Какие подсистемы автоматики и какие функции относят к локальной противоаварийной автоматике?
8. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики АПНУ?
9. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики АЛАР?
10. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики АОПЧ?
11. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики АОСЧ?
12. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики АОПН?
13. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики АОСН?
14. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики АОПО?
15. Для чего предназначена подсистема противоаварийной автоматики УПАСК?

2. СТРУКТУРА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГООБЪЕКТА [15]

Упрощенная схема системы ПА энергообъекта, включающая все уровни ПА, показана на рис. 1. Устройства ПА получают необходимые для работы данные с первичного оборудования, измерительных преобразователей электрических величин, терминалов релейных защит, шкафов управления первичным оборудованием. Удаленные доаварийные и аварийные сигналы принимаются по ВЧ-каналам или оптоволоконным каналам, организованным посредством устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). Как показано на рис. 1, устройства локальной ПА, реализуя ПАУ по своим алгоритмам и на своем уровне, могут, в свою очередь, являться источниками пусковых сигналов для централизованной автоматики энергоузла. В этом заключается иерархическая структура системы ПА энергообъекта.

В качестве примера можем рассмотреть классическую ситуацию. Изделие МКПА, реализуя функции, например, АЛАР или АОПН, воздействует на выключатели линии. Если в результате воздействия линия оказалась отключенной и МКПА зафиксировал этот факт, то он выдает в устройство противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) сигнал вида «фиксация отключения линии» (ФОЛ). Для УПАЭ сигнал ФОЛ является типичным пусковым органом, запускающим аварийный цикл УПАЭ. Будет ли реализовано какое-то управляющее воздействие по результатам работы аварийного цикла УПАЭ, определяется таблицами управляющих воздействий (ТУВ) УПАЭ.

Схема цифровой сети комплекса ПА показана на рис. 2. Технологическая локально-вычислительная сеть (ЛВС) ПА строится на основе двух независимых сетей Ethernet в целях резервирования. Каждая сеть организуют на основе управляемого коммутатора. В каждой сети участвуют следующие виды абонентов: полуккомплекты УПАЭ; устройства локальной автоматики (МКПА, МКПА-2); автоматизированные рабочие места (АРМ) УПАЭ; источники доаварийной информации (например, шкафы цифровых измерительных преобразователей, шкафы измерения температуры и пр.).

Локально-вычислительная сеть (ЛВС) ПА предназначена для обмена доаварийной информацией между абонентами сети по TCP / IP-соединению в протоколе МЭК 60870-5-104. Стандарт МЭК 61850-8-2 в части передачи / приема GOOSE-сообщений устройствами ПА тоже поддерживается.

В последние несколько лет в обязательном порядке осуществляется интеграция системы ПА с системой АСУ ТП, при этом не только осуществляется передача в систему АСУ ТП информации о работе ПА, но и принимается доаварийная информация о состоянии оборудования энергообъекта или смежных энергообъектов. Технологические сети АСУ ТП и ПА рекомендуется разделять маршрутизаторами. В систему АСУ ТП данные о работе устройств ПА передаются в протоколе МЭК 60870-5-104 или согласно стандарту МЭК 61850.

Для передачи ТУВ из УВК централизованной системы ПА в УПАЭ организован обособленный резервированный канал межмашинного обмена (ММО), обеспечивающий передачу данных протокола TCP / IP с пропускной способностью не менее 64 Кбит / сек.

Устройства комплекса ПА энергообъектов должны иметь 100 % резервирование как в части цепей входных и выходных сигналов, так и в части организации информационных цифровых каналов обмена данными.

Контрольные вопросы к разделу 2

1. Какие уровни включает иерархическая система противоаварийной автоматики?
2. Какие устройства являются источниками первичных данных для подсистем противоаварийной автоматики?
3. Каким образом передаются удаленные доаварийные и аварийные сигналы в подсистемах противоаварийной автоматики?
4. В чем заключается суть иерархической системы управления противоаварийной автоматики энергообъекта?
5. Как организована технологическая локально-вычислительная сеть (ЛВС) противоаварийной автоматики энергообъекта?
6. Как резервируется локально-вычислительная сеть (ЛВС) противоаварийной автоматики энергообъекта?
7. Какие виды абонентов подключены к локально-вычислительной сети (ЛВС) противоаварийной автоматики энергообъекта?
8. Для чего применяют устройство МКПА? Дайте его характеристику?
9. Для чего применяют устройство МКПА-2? Дайте его характеристику?
10. В каком случае МКПА выдает в устройство противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) сигнал вида «фиксация отключения линии» (ФОЛ)?
11. Чем определяется реализация какого-либо управляющего воздействия по результатам работы аварийного цикла УПАЭ?
12. Для чего предназначена локально-вычислительная сеть (ЛВС) противоаварийной автоматики?
13. Какие протоколы локально-вычислительной сети (ЛВС) ПА предназначены для обмена доаварийной информацией между абонентами сети?
14. Для чего осуществляется интеграция системы противоаварийной автоматики с системой АСУ ТП?
15. При помощи каких средств рекомендуется разделять технологические сети АСУ ТП и системы противоаварийной автоматики?
16. Для чего организуют обособленный резервированный канал межмашинного обмена (ММО)?
17. Каким образом осуществляется резервирование систем противоаварийной автоматики энергообъектов?

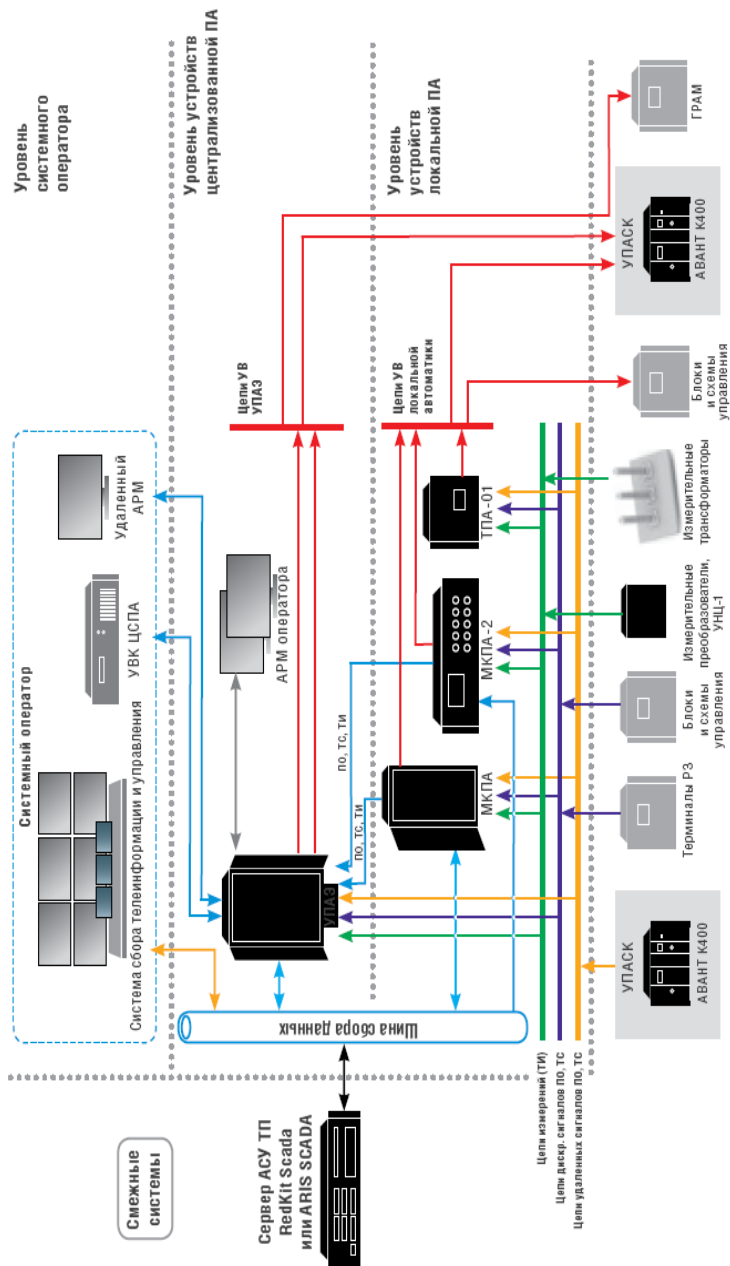
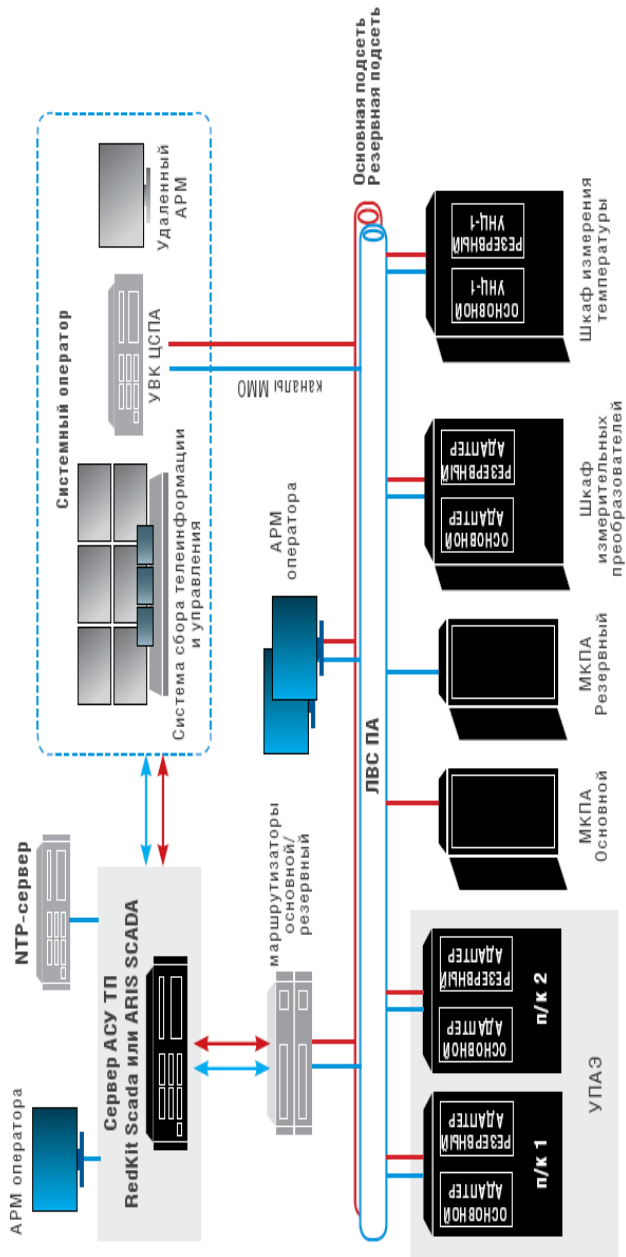


Рис. 1. Иерархическая структура системы противовааринной автоматки [15]



2. Схема технологической локально-вычислительной сети (ЛВС) комплекса противоаварийной автоматики [15]

3. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1

Противоаварийная автоматика (ПА) Ижевской ТЭЦ-1 включает частотную делительную автоматику (ЧДА), являющуюся подсистемой автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ), и автоматику ограничения перегрузки оборудования (АОПО) [9, 10].

ЧДА предназначена для сохранения в работе собственных нужд электростанции и обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

АОПО предназначена для ограничения перегрузки оборудования с учетом длительности повышения тока и направления перетока мощности.

Аппаратная часть ПА Ижевской ТЭЦ-1 включает 2 микропроцессорных дублированных комплекса противоаварийной автоматики – МКПА и один микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики – МКПА-2. В качестве устройств передачи (приема) аварийных сигналов и команд (УПАСК) применяют два высокочастотных передатчика АКА «Кедр» (один установлен на ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 –Машзавод I цепь, другой – на ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1–Ижевск II цепь с отпайками) и два высокочастотных приемника АКА «Кедр» (один – на ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 –Машзавод II цепь, другой – на ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1–Ижевск I цепь с отпайками). Для длительной разгрузки блока ПГУ-230 в качестве промежуточного устройства используют АСУ ТП станции.

Измерительные цепи тока и напряжения устройств ПА подключены к ТТ ВЛ и ТН соответствующих систем шин (Приложение 3)

Выходные устройства ПА работают: на сигнал, на высоковольтные выключатели ВЛ, на длительную разгрузку блока ПГУ-230.

3.1. Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) и частотная делительная автоматика (ЧДА), автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО), устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд (УПАСК)

3.1.1. Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) и частотная делительная автоматика (ЧДА)

ЧДА является подсистемой АОСЧ, которая предназначена для обеспечения живучести ЕЭС России (и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системе (ЭСС)) при возникновении дефицита активной мощности и снижении частоты, создающих угрозу повреждения оборудования электростанций, нарушения работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения с полным прекращением электроснабжения нагрузки потребителей.

Снижение частоты происходит при возникновении дефицита активной мощности в ЭЭС, при этом наблюдают торможение роторов генераторов. Су-

щественное снижение частоты опасно тем, что может возникнуть «лавина частоты», что, в свою очередь, может привести к погашению электростанций.

АОСЧ выявляет опасное снижение частоты, прекращает ее снижение и восстанавливает частоту.

Комплекс устройств АОСЧ должен предотвращать (не допускать) работу ЭЭС с частотой:

- ниже 45 Гц;
- ниже 46 Гц в течение времени более 10 с;
- ниже 47 Гц в течение времени более 20 с;
- ниже 48,5 Гц в течение времени более 60 с.

Свои задачи устройства АОСЧ решают за счет ликвидации дефицита активной мощности путем увеличения генерации активной мощности и уменьшения её потребления.

К подсистемам АОСЧ относят:

- автоматическую частотную разгрузку (АЧР);
- автоматический частотный ввод резерва (АЧВР);
- частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ);
- выделение электростанций или генераторов на питание собственных нужд электростанций (Частотная делительная автоматика (ЧДА)).

Устройства АОСЧ действуют по:

- факту снижения частоты и (или) скорости ее снижения;
- факторам, свидетельствующим о возникновении дефицита мощности: отключение питающих элементов сети, сброс активной мощности и т.п.

Выбор, размещение и настройку устройств АОСЧ осуществляют на основе анализа схем и режимов ЭЭС. При этом выявляют все реально возможные варианты возникновения аварийных дефицитов мощности, начиная с элементарных узлов (электростанций с нагрузкой) и кончая всей параллельно работающей ЭЭС.

Устройства АОСЧ для контроля частоты переменного напряжения подключают к вторичным цепям трансформаторов напряжения.

Устройства ЧДА является подсистемой АОСЧ и предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

ЧДА осуществляет выделение электростанции или генераторов со сбалансированной нагрузкой или выделение генераторов на питание собственных нужд электростанции или энергоблока. Диапазон уставок ЧДА по частоте должен выставляться в пределах:

- 1-я ступень: от 46,0 до 47,0 Гц / от 0,3 до 0,5 с;
- 2-я ступень: от 47,0 до 47,5 Гц / от 30 до 40 с. [9, 10]

При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего обо-

дования в течение не менее 30 мин. Действие устройств ЧДА на выделение ТЭЦ или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе. Допустимую величину небаланса активной мощности определяют условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭЦ с учетом действия автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Структура ЧДА Ижевской ТЭЦ-1 включает входные устройства (ТН), микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики (МКПА-2), высокочастотные УПАСК (АКА «Кедр»), выходные устройства (высоковольтные выключатели ВЛ).

Измерительные цепи тока и напряжения подключены к ТН соответствующих систем шин.

Выходными устройствами ЧДА являются высоковольтные выключатели ВЛ [9, 10].

3.1.2. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО)

Устройство АОПО должно обеспечить предотвращение недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и линий электропередач (ЛЭП).

В общем случае, АОПО реализует следующие управляющие воздействия (УВ):

- автоматическую загрузку генераторов (АЗГ) в дефицитной части энергосистемы;
- отключение нагрузки (ОН) в дефицитной части энергосистемы;
- длительную разгрузку турбин (ДРТ) блоков ТЭС и АЭС, отключение генераторов (ОГ) ТЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы;
- изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;
- отключение с запретом автоматического повторного включения (АПВ) перегруженного элемента сети.

В устройстве АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки электрооборудования или ЛЭП. Первая ступень действует на сигнал, последняя – на отключение перегружаемого элемента сети, промежуточные ступени действуют на разгрузку перегружаемого элемента сети. В устройстве АОПО должна предусматриваться возможность задания не менее двух групп уставок (для летних и для зимних температур наружного воздуха, в том числе с использованием датчиков температуры воздуха). Изменение уставок должно производиться «оперативно» или автоматически. При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети АОПО определяет вид управляющего воздействия (УВ) с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу

сети. Время срабатывания АОПО должно устанавливаться в диапазоне 0–20 мин с шагом 1 с. Уставка срабатывания по активной мощности должна обеспечиваться в диапазоне 10–500 МВт с шагом 10 МВт. Коэффициент возврата исполнительного органа (ИО) должен быть не менее 0,98. В устройстве АОПО должно быть предусмотрено:

- дискретных входов – не менее 3;
- дискретных выходов (УВ) – не менее 2.

В энергосистеме Удмуртской Республики используются следующие устройства АОПО:

- АОПО (автоматика ограничения перегрузки оборудования);
- АРЛ (автоматика разгрузки линии);
- АПП (автоматика от перегрева проводов);
- АРА (автоматика разгрузки автотрансформатора).

Аппаратная часть АОПО Ижевской ТЭЦ-1 включает входные устройства (ТТ, ТН,) микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики (МКПА), промежуточные устройства (АСУ ТП станции), высокочастотные УПАСК (АКА «Кедр»), выходные устройства (сигнал, выключатели, управляющие воздействия).

Измерительные цепи тока и напряжения подключены к ТТ ВЛ и ТН соответствующих систем шин.

3.1.3. Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)

Устройства передачи (приема) аварийных сигналов и команд (УПАСК) предназначены для приема, фиксации или дальнейшей передачи команд, формируемых устройствами РЗ (телеускорение резервных защит, телеотключение выключателей) и ПА (отключение и включение нагрузки потребителей электрической энергии, разгрузка и загрузка генераторов, отключение генераторов, пусковые сигналы от устройств фиксации оборудования выключателя (ФОВ), фиксации оборудования автотрансформатора (ФОАТ), фиксации линии (ФОЛ), деление сети).

УПАСК включает комплект аппаратуры телепередачи команд, аппаратуру присоединения и ВЧ обработку (высокочастотный кабель, фильтры присоединения, конденсаторы связи с заземляющим ножом, высокочастотные заградители) и/или цифровой канал связи – волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС).

Высокочастотная связь (ВЧ-связь) представляет собой комплекс оборудования, использующего для связи провода и кабели линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 35 кВ и выше. Приемопередатчики ВЧ-связи устанавливаются по концам ЛЭП на территории распределительных устройств (РУ) станций и подстанций (ПС). В основном, ВЧ-связь используют для нужд электростанций и ПС. Её применяют также для организации голосовой связи (телефонная и

диспетчерская связь), для передачи данных (АИИС КУЭ, АСУТП, телемеханика), для организации работы систем РЗ и ПА. Работа таких систем основана на передаче модулированной электромагнитной волны по проводам и тросам ЛЭП [1, 2, 3].

Приемник УПАСК, работающий по ВЧ каналу связи, в нормальном режиме получает от передатчика непрерывный сигнал контрольной частоты (охранный сигнал), что обеспечивает автоматический контроль исправности канала и аппаратуры. Передача/прием сигналов осуществляется снятием контрольной частоты и посылкой соответствующих частот команд. При этом обеспечивается высокая устойчивость устройства к ложным срабатываниям при возникновении помех. Так как в ВЧ канале связи сигналы могут передаваться только поочередно, то при одновременном пуске передатчика несколькими сигналами, произойдет поочередная передача этих сигналов, при этом преимуществом передачи (приоритетом) пользуется сигнал с меньшим номером.

К УПАСК предъявляют следующие требования:

- передатчики должны обеспечивать передачу сигналов с заданным уровнем при посадках напряжения питания, происходящих в аварийных ситуациях;
- приемники должны обеспечивать надежный прием сигналов по исправной ВЛ или ВОЛС и отстроены от всех помех, возникающих при внешних возмущениях в электрической сети.

На примере устройства телеотключения покажем работу УПАСК использующего высокочастотный канал связи [1].

Устройство высокочастотного телеотключения, упрощенная схема которого приведена на рис.3.1, состоит из высокочастотных передатчика Пр и приемника П. Передатчик устанавливают на подстанции, откуда нужно передать команду, а приемник – на электростанции, где производят разгрузку электропередачи отключением части генераторов.

В качестве высокочастотного канала используют провод линии электропередачи. Для того чтобы энергия высокочастотного Пр, посылаемая в линию, не уходила за ее пределы, на обоих концах линии устанавливают высокочастотные заградители З, имеющие весьма большое сопротивление для токов высокой частоты, на которой работает устройство высокочастотного телеотключения, и малое сопротивление для токов промышленной частоты. Пр и П присоединяют к линии через конденсаторы связи К и фильтры присоединения Ф.

Емкости конденсаторов К невелики – по несколько тысяч пикофарад, для тока промышленной частоты сопротивление их очень велико (сотни кОм), поэтому составляющая тока промышленной частоты в конденсаторах связи и фильтрах присоединения невелика, не выше нескольких ампер. Фильтры присоединения являются высокочастотными трансформаторами. Они плохо транс-

формируют составляющую тока промышленной частоты, поэтому на выходе передатчика и на входе приемника помехи промышленной частоты невелики.

Для предотвращения ложной работы устройства высокочастотного телеотключения от помех в канале сигнал от Пр к П передается посылкой не просто единичного импульса, а комбинированного с другим признаком. Такая комбинация называется кодом. Вместе с тем фильтры присоединения хорошо трансформируют высокочастотный сигнал Пр, а сопротивление конденсаторов связи для сигнала невелико. Сопротивление всего тракта между выходом Пр и входом П для сигнала невелико.

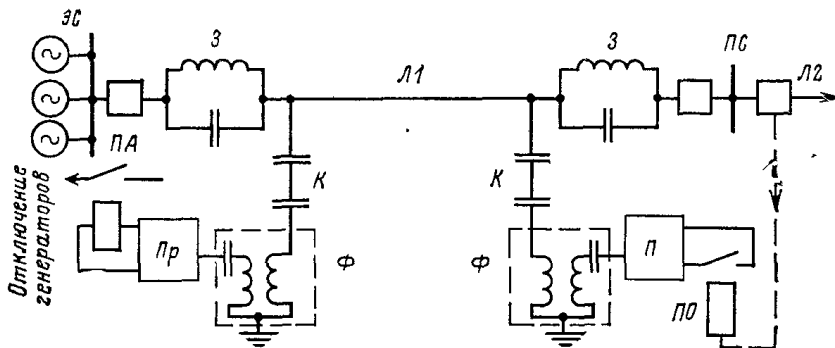


Рис. 3.1. Принцип действия устройства телеотключения

При отключении линии Л2 срабатывает соответствующий пусковой орган (ПО) устройства ПА и запускает Пр, который при этом посылает в линию высокочастотный сигнал. Сигнал Пр принимается приемником и поступает в схему ПА, которая реализует его в виде воздействия на отключение части генераторов электростанции или в другом виде.

В некоторых случаях для контроля и управления сигналами воздействий и командами РЗ и ПА используют дополнительное оборудование – промежуточные панели (ПП), устанавливаемые между УПАСК и/или защитами и исполнительными устройствами РЗ и ПА.

ПП позволяет не только расширить номенклатуру используемых УПАСК, но и компенсировать присущие им недостатки: повысить устойчивость к электромагнитным помехам и обеспечить интеграцию с АСУ ТП объектов.

На рис.3.2 показано применение на подстанции А (ПС А) промежуточной панели для сопряжения систем РЗА и ПА, АСУ ТП, системы центральной сигнализации с одной стороны и УПАСК – с другой стороны.

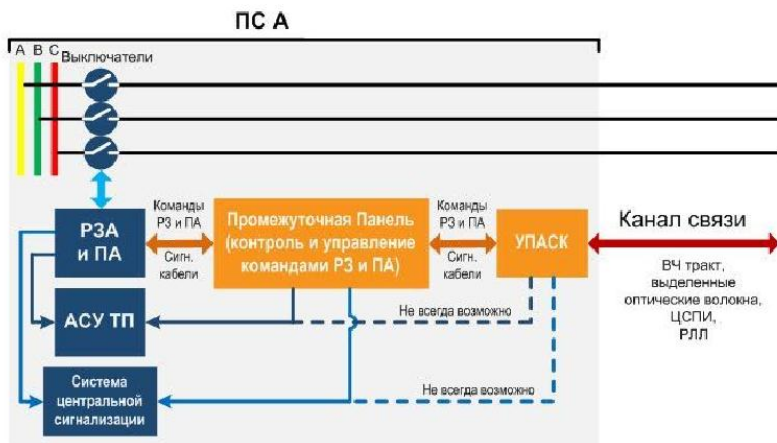


Рис.3.2. Структура автоматики подстанции А (П СА)

Следует отметить, что микропроцессорные комплексы противоаварийной автоматики – МКПА, позволяют сопрягать перечисленные выше структурные блоки по принятым в российской энергетике протоколам технологической зоны без промежуточной панели.

На Ижевской ТЭЦ-1 установлены 4 полукомплекта УПАСК АКА «Кедр».

3.2. Размещение и алгоритмы устройств противоаварийной автоматики Ижевской ТЭЦ-1 [9, 10]

Как отмечено в начале раздела 3, аппаратная часть ПА Ижевской ТЭЦ-1 выполнена на базе трех шкафов типа МКПА и 4-х полукомплектов АКА «Кедр» (двух высокочастотных передатчиков и двух высокочастотных приемников). Шкафы установлены в помещении релейного щита КРУЭ 110 кВ: шкаф «МКПА №1», шкаф «МКПА №2» и шкаф «МКПА-2». В двух взаиморезервируемых шкафах «МКПА №1» и «МКПА №2» реализованы функции АОПО. В шкафу «МКПА-2» реализованы функции ЧДА.

Измерительные цепи тока и напряжения устройств ПА подключены к ТТ ВЛ и ТН соответствующих систем шин (Приложение 3).

3.2.1. Размещение и алгоритмы частотной делительной автоматики

В шкафу «МКПА-2» реализованы функции ЧДА 110 кВ, имеющие уставки срабатывания:

1 ступень: $f=46,5$ Гц, $t=0,5$ сек;

2 ступень: $f=47,5$ Гц, $t=30$ сек. [9, 10]

Предусмотрено два алгоритма ЧДА, которые действуют на выделение узла нагрузки на генерацию ПГУ-230 Ижевской ТЭЦ-1, с возможностью выбора

алгоритма оперативным переключателем SAC4 (положение «0» – 1-й алгоритм, положение «1» – 2-й алгоритм) в зависимости от состава включенного генерирующего оборудования и режима работы. Текущий алгоритм работы ЧДА задается диспетчером Пермского РДУ.

Вывод из работы алгоритма ЧДА формируют от переключателя SAC1 «Разрешение выдачи УВ», находящегося на шкафу автоматики ЧДА за средней дверью шкафа с лицевой стороны и имеющего 2 положения: «Вывод» и «Ввод».

Изменение номера алгоритма работы ЧДА 110 кВ (МКПА-2) выполняет оперативный персонал Ижевской ТЭЦ-1 по команде диспетчера Пермского РДУ.

На рис. 3.3 и рис.3.4 представлены фрагменты Ижевского энергоузла по алгоритмам ЧДА при выделении Ижевской ТЭЦ-1 на нагрузку этого энергоузла. На рис.3.3. представлен алгоритм 1, на рис.3.4 – алгоритм 2 ЧДА. Цветом выделены зоны выделения источника и нагрузки по этим алгоритмам и выключатели, обеспечившие это выделение.

Таблица 3.1. Структура ЧДА Ижевской ТЭЦ-1 по алгоритму 1

Устройства входные	Микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики	Устройства передачи сигналов, промежуточные устройства	Выходные устройства, управляющие воздействия
ТН	МКПА-2	УПАСК	1. Пуск АКА-716-6 ПС 220 кВ Ижевск, отключение с запретом АПВ: - ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-1-1 (ОВМ 110 кВ); - ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-1-2 (ОВМ 110 кВ). 2. Пуск АКА-478-6 ПС 220 кВ Metallург, отключение с запретом АПВ: - МВ 220 кВ ВЛ Каучук; - МВ 220 кВ ВЛ Позимь. ПС 110 кВ Варакино, отключение с запретом АПВ: - СВ 110 кВ.

Из этих рисунков также видно, что две шины закрытого комплектного распределительного устройства (элегазового) (КРУЭ-110 кВ) Ижевской ТЭЦ-1 включены через ВЛ 110 кВ в рассечку между распределительными устройствами (РУ 110 кВ) ПС 110 кВ Машзавод и РУ 110 кВ ПС 220 кВ Ижевск. ПС 110 кВ Машзавод имеет связи с РУ 110 кВ ПС 220 кВ Metallург и через ПС 110 кВ Заречная с ПС 110 кВ Варакино. ПС 220 кВ Ижевск имеет связи с открытым распределительным устройством (ОРУ 110 кВ) Ижевской ТЭЦ-2, ПС 110 кВ Союзная и ПС 220 кВ Позимь.

На рис.3.3 и 3.4 не показаны обходная система шин (ОСШ) ОРУ 110 кВ Ижевской ТЭЦ-2, РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallург, РУ 220 кВ ПС 220 кВ Позимь и РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ижевск.

Структура ЧДА Ижевской ТЭЦ-1 по алгоритму 1 приведена в таблице 3.1, структура по алгоритму 2 – в таблице 3.2.

Опишем действия ЧДА по алгоритму 1.

1. Действия 1, 2 ступеней 1 алгоритма ЧДА 110 кВ (МКПА-2):

1.0. Отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1;

1.1. Действие второй ступени. Пуск 6 команды АКА 478 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь:

- отключение с запретом АПВ МВ 220 кВ ВЛ Каучук и МВ 220 кВ ВЛ Позимь на ПС 220 кВ Metallург;

- отключение с запретом АПВ СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Вараксино.

1.2. Действие первой ступени. Пуск 6 команды АКА 716 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь с отпайками:

- отключение с запретом АПВ ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-1-1 и МВ110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-1-2 на ПС 220 кВ Ижевск.

2. Нормальное эксплуатационное состояние 1 алгоритма ЧДА 110 кВ (МКПА-2) – введена в работу.

3. Действия 1 алгоритма ЧДА 110 кВ (МКПА-2):

- На отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1 – **оперативно выведено (ввод указанного действия выполняет оперативный персонал Ижевской ТЭЦ-1 по команде диспетчера Пермского РДУ);**

- На пуск 6 команды АКА 478 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь – **введено в работу;**

- На пуск 6 команды АКА 716 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь с отпайками - **введено в работу.**

Таблица 3.2. Структура ЧДА Ижевской ТЭЦ-1 по алгоритму 2

Устройства входные	Микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики	Устройства передачи сигналов, промежуточные устройства	Выходные устройства, управляющие воздействия
ТН	МКПА-2	УПАСК	<p>1. Пуск АКА-716-7 ПС 220 кВ Ижевск, отключение с запретом АПВ: - МВ 220 кВ АТ1; - МВ 220 кВ АТ2; - ВМ 110 кВ ВЛ Пазелы1 (ОВМ 110 кВ); - ВМ 110 кВ ВЛ Игерман (ОВМ 110 кВ); - ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-2-1 (ОВМ 110 кВ); - ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-2-2 (ОВМ 110 кВ); - ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-2-3 (ОВМ 110 кВ); - ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-2-4 (ОВМ 110 кВ).</p> <p>2. Пуск АКА-478-6 ПС 220 кВ Metallург, отключение с запретом АПВ: - МВ 220 кВ ВЛ Каучук; - МВ 220 кВ ВЛ Позимь. ПС 110 кВ Вараксино, отключение с запретом АПВ: - СВ 110 кВ.</p>

Опишем действия ЧДА по алгоритму 2.

1. Действия 1,2 ступеней 2 алгоритма ЧДА 110 кВ (МКПА-2):

1.0. Отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1;

1.1. Действие второй ступени. Пуск 6 команды АКА 478 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь:

- отключение с запретом АПВ МВ 220 кВ ВЛ Каучук и МВ 220 кВ ВЛ Позимь на ПС 220 кВ Металлург;

- отключение с запретом АПВ СВ 110 кВ на ПС 110 кВ Вараксино.

1.2. Действие первой ступени. Пуск 7 команды АКА 716 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь с отпайками:

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 220 кВ АТ1;

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 220 кВ АТ2;

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110 кВ ВЛ Пазелы 1;

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110 кВ ВЛ Игерман;

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ 2-1;

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ 2-2;

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ 2-3;

- отключение с запретом АПВ на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ 2-4;

2. Нормальное эксплуатационное состояние 2 алгоритма ЧДА 110 кВ (МКПА-2) – введена в работу.

3. Действия 2 алгоритма ЧДА 110 кВ (МКПА-2):

- на отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1 – **оперативно выведено (ввод указанного действия выполняет оперативный персонал Ижевской ТЭЦ-1 по команде диспетчера Пермского РДУ);**

- на пуск 6 команды АКА 478 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь – **введено в работу;**

- на пуск 7 команды АКА 716 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь

с отпайками – **введено в работу.**

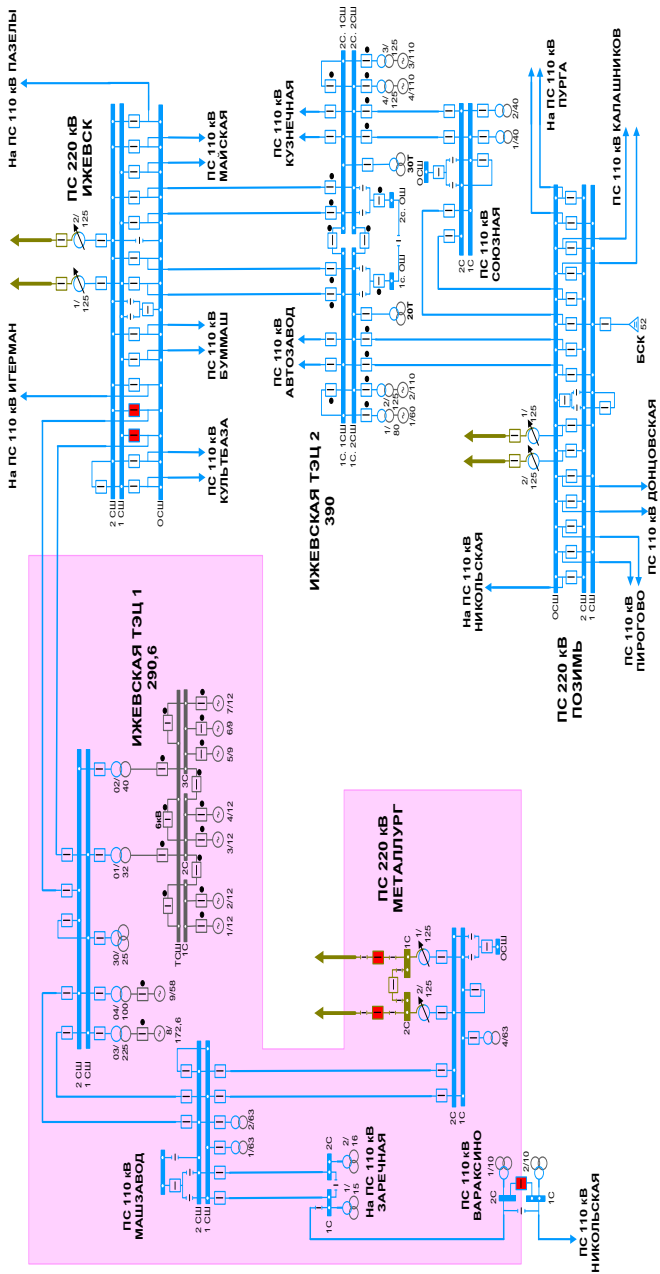


Рис. 3. Алгоритм № 1 ЧДА – выделение Ижевской ТЭЦ 1 на нагрузку Ижевского энергоузла (с нагрузкой PS 220 кВ Metallurg, до шин 110 кВ PS 220 кВ Ижевск)

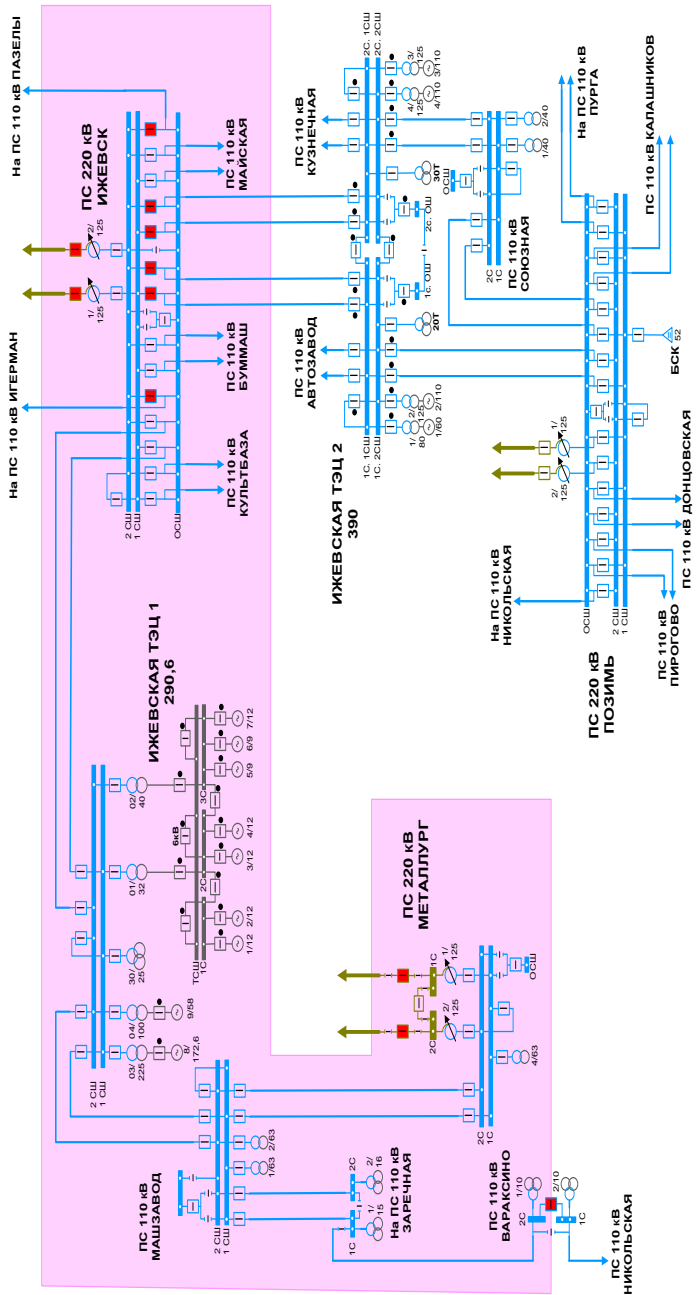


Рис. 4. Алгоритм №2 ЧДА – выделение Ижевской ТЭЦ 1 на нагрузку Ижевского энергоузла (с нагрузкой PS 220 кВ Metallurg и PS 220 кВ Ижевск)

3.2.2. Размещение и алгоритмы автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО)

АОПО Ижевской ТЭЦ-1 аппаратно выполнены на устройствах МКПА, УПАСК и АСУ ТП станции. Шкафы «МКПА №1» и «МКПА №2» являются взаиморезервируемыми, дублирующими друг друга [9,10].

АОПО Ижевской ТЭЦ-1 объединяет 4 алгоритма. Первый и второй алгоритм АОПО обеспечивают ограничение перегрузки в ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь с отпайками, соответственно, и имеют 5 ступеней, каждый.

Третий и четвертый алгоритм АОПО обеспечивают ограничение перегрузки в ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь и ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод II цепь, соответственно, и имеют 6 ступеней, каждый.

Структуры АОПО Ижевской ТЭЦ-1 по алгоритму 1 и по алгоритму 3 приведены в таблице 3.3 и таблице 3.4, соответственно. Алгоритм 2 аналогичен, алгоритму 1, а алгоритм 4 – алгоритму 3. Нормальное эксплуатационное состояние устройств АОПО Ижевской ТЭЦ-1, их ступеней и управляющих воздействий приведены в таблице 3.5. На основе этой таблицы можно легко построить структуру алгоритма 2 и алгоритма 4.

Таблица 3.3. Структура АОПО Ижевской ТЭЦ-1 по алгоритму 1

Устройства входные	Микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики	Направление контроля перетока	Номера ступеней	Устройства передачи сигналов, промежуточные устройства	Выходные устройства, управляющие воздействия,
ТТ, ТН	МКПА	Без контроля	1	-	На сигнал
		От шин	2	АСУ ТП станции	Длительная разгрузка Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт
			3		Отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1
			4		Отключение Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1
		Без контроля	5	УПАСК	Пуск АКА-716-2. Отключение на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-1-1 (ОВМ 110 кВ) с запретом АПВ)

Таблица 3.4. Структура АОПО Ижевской ТЭЦ-1 по алгоритму 3

Устройства входные	Микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики	Направление контроля перетока	Номера ступеней	Устройства передачи сигналов, промежуточные устройства	Выходные устройства, управляющие воздействия,
ТТ, ТН	МКПА	Без контроля	1	-	На сигнал
		От шин	2	АСУ ТП станции	Длительная разгрузка Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт
			3		Отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1

		4	УПАСК	Пуск АКА-478-1. (ОН Metallург)
		5	АСУ ТП	Отключение Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1
	Без контроля	6	станции	Отключение на Ижевской ТЭЦ-1 ЭВ 110 кВ Машзавод 1 с запретом АПВ)

Опишем ступени АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I, II цепь.

АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I, II цепь содержит 6 ступеней:

1-ая ступень действует без контроля направления перетока мощности на сигнал. Сигнал транслируется как ТС на ГЩУ.

$I_{cr}=610/537,6$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{cr}=5$ сек.

2-ая ступень с контролем направления перетока мощности от шин 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 действует на длительную разгрузку ПГУ Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт.

$I_{cr}=732/644,4$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{cr}=10$ сек.

3-я ступень с контролем направления перетока мощности от шин 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 действует на отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1.

$I_{cr}=732/644,4$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{cr}=10$ сек.

4-ая ступень с контролем направления перетока мощности от шин 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 действует на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Metallург, ПС 110 кВ Машзавод, ПС 110 кВ Заречная, пуская 1 команду ПРД АКА 478 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 - Машзавод I цепь.

$I_{cr}=732/644,4$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{cr}=20$ сек.

5-ая ступень с контролем направления перетока мощности действует на отключение блока ПГУ Ижевской ТЭЦ-1.

$I_{cr}=732/644,4$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{cr}=30$ сек.

6-ая ступень без контроля направления перетока мощности действует на отключение с запретом АПВ ЭВ-110 кВ Машзавод 1,2 на Ижевской ТЭЦ-1.

$I_{cr}=732/644,4$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{cr}=40$ сек.

В нормальном режиме в работе находятся 1,3,4,5,6 ступени АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I, II; 2 ступень выведена. 2 ступень вводится по указанию диспетчера РДУ. Для переключения уставок «лето/зима» предусмотрен ключ SA7 «Выбор сезонных уставок».

Опишем ступени АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I, II цепь.

АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I,II цепь с отпайками содержит 5 ступеней:

1-ая ступень действует без контроля направления перетока мощности на сигнал. Сигнал транслируется как ТС на ГЩУ.

$I_{cr}=507,6/438$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{cr}=5$ сек.

2-ая ступень с контролем направления перетока мощности от шин 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 действует на длительную разгрузку ПГУ Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт.

$I_{ср}=600/561,6$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{ср} = 10$ сек.

3-я ступень с контролем направления перетока мощности от шин 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 действует на отключение ТГ-9 Ижевской ТЭЦ-1.

$I_{ср}=600/561,6$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{ср} = 10$ сек.

4-ая ступень с контролем направления перетока мощности от шин 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 действует на отключение блока ПГУ Ижевской ТЭЦ-1

$I_{ср}=600/561,6$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{ср} = 20$ сек.

5-ая ступень без контроля направления перетока мощности формирует управляющее воздействие на отключение с запретом АПВ ВМ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1-1 на ПС 220 кВ Ижевск, пуская 2 команду ПРД АКА 716 кГц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь.

$I_{ср}=600/561,6$ А (0 – лето; 1 – зима/ЭВТ), $t_{ср} = 30$ сек.

В нормальном режиме в работе находятся 1,3,4,5 ступени АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I,II цепь с отпайками; 2 ступень выведена. 2 ступень вводится по указанию диспетчера Пермского РДУ. Для переключения уставок «лето/зима» предусмотрен ключ SA7 «Выбор сезонных уставок». Положения оперативных переключателей в различных режимах в зависимости от введенных ступеней АОПО указаны в приложении 5.

Таблица 3.5. Нормальное эксплуатационное состояние устройств АОПО Ижевской ТЭЦ-1, их ступеней и управляющих воздействий

№ п/п	Место установки (объект)	Диспетчерское наименование ЛЭП и оборудования	Диспетчерское наименование устройства	Направление контроля ретрока (тока)	Номер ступени	Действие	Оперативное состояние автомата
1.	Ижевская ТЭЦ-1	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цепь с отпайками	Комплект автоматики №1 (АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машиностроительный завод I цепь, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машиностроительный завод II цепь, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цепь с отпайками, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь с отпайками) (МКПА)	Без контроля	1	На сигнал	Введено в работу
					2	Длительная разгрузка Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт	Оперативно выведено
					3	Отключение ПТ-9 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу
					4	Отключение Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу
					5	Пульс АКА-716-2 (отключение на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-1-1 (ОВМ 110 кВ) с запретом АПВ)	Введено в работу
2.	Ижевская ТЭЦ-1	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь с отпайками	Комплект автоматики №2 (АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машиностроительный завод I цепь, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машиностроительный завод II цепь, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цепь с отпайками, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь с отпайками) (МКПА)	Без контроля	1	На сигнал	Введено в работу
					2	Длительная разгрузка Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт	Оперативно выведено
					3	Отключение ПТ-9 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу
					4	Отключение Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу
					5	Пульс АКА-716-3 (отключение на ПС 220 кВ Ижевск ВМ 110 кВ ВЛ Ижевская ТЭЦ-1-2 (ОВМ 110 кВ) с запретом АПВ)	Введено в работу

№ п/п	Место установки (объект)	Диспетчерское наименование ЛЭП и оборудования	Диспетчерское наименование устройства	Направление контроля персонала (тока)	Номер ступени	Действие	Оперативное состояние автомата
3.	Ижевская ТЭЦ-1	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод I цель	Комплект автоматики №1 (АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод I цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод II цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цель с отпайками, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цель с отпайками) (МКПА)	Без контроля	1	На сигнал	Введено в работу
			Комплект автоматики №2 (АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод I цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод II цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цель с отпайками, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цель с отпайками) (МКПА)		От шин	2	Длительная разрузка Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт
			Без контроля	3		Отключение ПТ-9 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу
				4		Пуск АКА-478-1 (ОН Металлург)	Введено в работу
			5	Отключение Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу		
4.	Ижевская ТЭЦ-1	ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод II цель	Комплект автоматики №1 (АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод I цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод II цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цель с отпайками, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цель с отпайками) (МКПА)	Без контроля	1	На сигнал	Введено в работу
			Комплект автоматики №2 (АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод I цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машинозавод II цель, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цель с отпайками, АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цель с отпайками) (МКПА)		От шин	2	Длительная разрузка Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 на 50 МВт
			Без контроля	3		Отключение ПТ-9 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу
				4		Пуск АКА-478-1 (ОН Металлург)	Введено в работу
			5	Отключение Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1	Введено в работу		
			6	Отключение на Ижевской ТЭЦ-1 ЭВ 110 кВ Машинозавод 2 с запретом АПВ	Введено в работу		

3.3. Устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) Ижевской ТЭЦ-1

УПАСК Ижевской ТЭЦ-1 выполнен на основе АКА «Кедр». Описание УПАСК АКА «Кедр» приведено в приложении 4.

При реализации 1-ой ступени алгоритма 1 ЧДА используют команду 6 АКА, работающего на частоте 716 кГц (АКА 716-6), – 2-ой ступени – АКА 478-6.

При реализации 1-ой ступени алгоритма 2 ЧДА используют АКА 716-7, – 2-ой ступени – АКА 478-6.

При реализации алгоритма 1 АОПО используют АКА 716-2. АКА 716 кГц нормально работает по ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цепь с отпайками, при выводе в ремонт I цепи переключается на II цепь.

При реализации алгоритма 1 АОПО используют АКА 716-3. АКА 716 кГц нормально работает по ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цепь, при выводе в ремонт II цепи переключается на I цепь.

При реализации алгоритма 1 АОПО используют АКА 478-1. АКА 478 кГц нормально работает по ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь, при выводе в ремонт I цепи переключается на II цепь.

При реализации алгоритма 1 АОПО используют АКА 478-1. АКА 478 кГц нормально работает по ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод II цепь, при выводе в ремонт II цепи переключается на I цепь.

УПАСК не имеют функциональных возможностей в части изменения алгоритм функционирования.

Нормально все УПАСК введены в работу.

Контрольные вопросы к разделу 3

1. Каково назначение устройств АОСЧ?
2. Как подразделяют устройства АОСЧ по выполняемым функциям?
3. К каким цепям подключаются устройства АОСЧ?
4. Каково назначение устройств ЧДА?
5. Какова структура системы ЧДА Ижевской ТЭЦ-1?
6. Какие алгоритмы реализует ЧДА Ижевской ТЭЦ-1?
7. На основе каких устройств выполнена ЧДА Ижевской ТЭЦ-1? Дайте их краткую характеристику.
8. Каково нормальное эксплуатационное состояние устройств ЧДА Ижевской ТЭЦ-1?
9. Каково назначение устройств АОПО?
10. Как подразделяют устройства АОПО по выполняемым функциям?
11. К каким цепям подключаются устройства АОПО?
12. Какова структура системы АОПО Ижевской ТЭЦ-1?

13. Какие алгоритмы реализует АОПО Ижевской ТЭЦ-1?
14. На основе каких устройств выполнена АОПО Ижевской ТЭЦ-1? Дайте их краткую характеристику.
15. Каково нормальное эксплуатационное состояние устройств АОПО Ижевской ТЭЦ-1?
16. Каково назначение устройств УПАСК?
17. Как подразделяют устройства УПАСК по выполняемым функциям?
19. К каким цепям подключаются устройства УПАСК?
20. Какова структура системы УПАСК Ижевской ТЭЦ-1?
21. Каково назначение устройств реализующих управляющее воздействие систем противоаварийной автоматики?
22. Каковы основные требования к устройству ЧДА?
23. Каковы основные требования к устройству АОПО?

4. УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1 [9, 10]

4.1. Устройство и обслуживание комплексов МКПА и МКПА-2

4.1.1. Устройство и работа МКПА и МКПА-2

МКПА выполнен в виде электротехнического шкафа с двухсторонним доступом, имеющего стальные заднюю и переднюю двери.

Основная часть узлов МКПА расположена на двух сторонах монтажной панели, установленной вертикально внутри шкафа МКПА.

Вне монтажной панели находятся:

- модули вычислительной части резервированного МКПА (процессорные модули, модули АЦП, программируемые модули дискретного ввода/вывода), установленные в 19-дюймовом субблоке в верхней части шкафа МКПА;
- пульт управления, органы индикации и оперативного управления, расположенные на передней двери шкафа МКПА.

На монтажной панели также установлены:

- клеммы дискретных входов и выходов МКПА; данные клеммы сгруппированы в клеммных рядах, доступ к которым обеспечивается при открытой задней двери шкафа;
- клеммы вводов питания МКПА; данные клеммы располагаются на монтажной панели со стороны передней двери шкафа и доступны при ее открытии;
- клеммы аналоговых входов; данные клеммы сгруппированы в клеммных рядах, доступ к которым обеспечивается при открытой задней двери шкафа. В цепи аналоговых входов встроены блоки испытательные для подключения испытательного оборудования при наладке и техническом обслуживании МКПА; их наименование, нормальное положение, место установки приведены в таблице 4.1

Цепи переменного тока:

- номинальный переменный ток $I_{ном}$ – 1 А,
- номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}$ – 100 В,
- номинальное напряжение оперативного постоянного тока $U_{пит}$ – 220 В,
- номинальная частота $f_{ном}$ – 50 Гц.

Цепи оперативного постоянного тока

Для питания оперативных цепей устройств используется постоянный оперативный ток.

Их наименование, нормальное положение, место установки приведены в таблице 4.1.

Технические данные и характеристики устройств:

Работа МКПА основана на приеме и обработке по заложенным алгоритмам дискретных и аналоговых входных сигналов, а также данных в цифровой форме, и формирования управляющих воздействий релейными выходами типа «сухой контакт».

Таблица 4.1. Оперативные элементы, установленные на лицевой стороне монтажной панели МКПА

Операт. элемент	Обозначение по схеме	Наименование	Нормальный режим	Место установки
МКПА №1				
Автомат	QF1	Автомат цепей управления \pm ЕС3.10	Включен	РЩ КРУЭ
	QF2	Автомат цепей управления \pm ЕС4.10	Включен	РЩ КРУЭ
БИ	SG1	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ1 - Ижевск 1 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG2	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ1 - Ижевск 2 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG5	Цепи ТН-110кВ 1 СШ «звезда»	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG7	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ1 - Машзавод 2 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG8	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ1 - Машзавод 1 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG9	Цепи ТН-110кВ 2 СШ «звезда»	Вставлен	РЩ КРУЭ
МКПА №2				
Автомат	QF1	Автомат цепей управления \pm ЕС3.10	Включен	РЩ КРУЭ
	QF2	Автомат цепей управления \pm ЕС4.10	Включен	РЩ КРУЭ
БИ	SG1	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Ижевск 1 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG2	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Ижевск 2 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG5	Цепи ТН-110кВ 1 СШ «звезда»	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG7	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Машзавод 2 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG8	Цепи ТТ ВЛ 110 кВ Машзавод 1 цепь	Вставлен	РЩ КРУЭ
	SG9	Цепи ТН-110кВ 2 СШ «звезда»	Вставлен	РЩ КРУЭ

Логику взаимодействия устройств, входящих в состав комплекта противоаварийной автоматики, между собой, а также с внешними устройствами с выдачей сигналов во внешние цепи реализует программное обеспечение, установленное в процессорных модулях МКПА. Программное обеспечение работает под управлением операционной системы реального времени QNX6 и состоит из следующих программных модулей:

- модуль сбора первичной обработки данных;
- основной модуль;
- модули алгоритмов ПА;
- сетевой модуль.

Первоначальная обработка аналоговых сигналов осуществляется модулями нормализации (масштабирования) тока и напряжения, которые обеспе-

чивают гальваническую развязку и преобразование входных сигналов в напряжение пониженного уровня для подачи в АЦП (аналого-цифровой преобразователь).

**Таблица 4.2. Оперативные элементы, установленные в шкафу
«МКПА-2» ЧДА 110 кВ**

Операт. элемент	Обозначение по схеме	Наименование	Нормальный режим	Место установки
Рубильник	S1	Оперативное питание (основной ввод)	Включен	Тыльная сторона шкафа за дверью.
	S2	Оперативное питание (резервный ввод)	Включен	
	S3	Питание цепей сигнализации	Включен	
Автомат	SF1	Цепи питания терминала	Включен	
	SF2	Цепи освещения шкафа	Отключен	
БИ	SG1	Цепи переменного напряжения 1СШ 110 кВ	Вставлен	Лицевая сторона шкафа за нижней дверью.
	SG2	Цепи переменного напряжения 1СШ 110 кВ	Вставлен	
КУ	SX1	Оперативное питание шкафа	« 1 »	
КУ	SAC1	Разрешение выдачи УВ	«Ввод»	На терминале
Кнопка	SB1	Сброс сигнализации		Лицевая сторона, нижняя дверь

Таким образом, с периодичностью 8 мс МКПА рассчитывает параметры текущего режима, реализует заданные алгоритмы противоаварийной автоматики и формирует все необходимые управляющие воздействия.

Выбор цепей напряжения алгоритмов МКПА.

Цепи напряжения ЧДА выбираются переключателем с возвратным механизмом SAC3, расположенным на передней двери шкафа:

1 – Алгоритм ЧДА работает с ТН-110 кВ 1 СШ;

2 – Алгоритм ЧДА работает с ТН-110 кВ 2 СШ

через испытательные блоки, расположенные внутри шкафа:

SG1 – цепи переменного напряжения 1 СШ 110 кВ;

SG2 – цепи переменного напряжения 2 СШ 110 кВ.

Нормально цепи напряжения ЧДА подключены к ТН 1 СШ КРУЭ-110 кВ, о чем свидетельствует горящая сигнальная лампа «Устройство ЧДА работает с ТН 110 кВ 1СШ» на передней двери шкафа, а также информация на экране терминала автоматики ЧДА, расположенном внутри шкафа за средней дверцей. В случае вывода в ремонт ТН 1 СШ КРУЭ-110 кВ или 1 СШ КРУЭ-110 кВ цепи

напряжения ЧДА автоматически переводятся на ТН 2 СШ КРУЭ-110 кВ (либо переключателем SAC3), гаснет лампа «Устройство ЧДА работает с ТН 110 кВ 1СШ» и загорается лампа «Устройство ЧДА работает с ТН 110 кВ 2 СШ», а также изменяется информация на экране терминала ЧДА. При восстановлении нормальной схемы КРУЭ-110 кВ оперативный персонал должен перевести цепи напряжения ЧДА на ТН 1 СШ КРУЭ-110 кВ переключателем SAC3.

Цепи напряжения АОПО выбираются переключателями, расположенными на передней двери шкафа:

– SA1 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Машзавод 1 цепь» (положение «0» ТН 1СШ, положение «1» ТН 2СШ)

– SA2 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Машзавод 2 цепь» (положение «0» ТН 1СШ, положение «1» ТН 2СШ)

– SA3 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Ижевск 1 цепь» (положение «0» ТН 1СШ, положение «1» ТН 2СШ)

– SA4 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Ижевск 2 цепь» (положение «0» ТН 1СШ, положение «1» ТН 2СШ)

В нормальной схеме КРУЭ-110 кВ ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь и ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цепь с отпайками зафиксированы на 1СШ 110 кВ, поэтому ключи SA1 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь» и SA3 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Ижевск 1 цепь» должны находиться в положении «0» ТН 1СШ. В случае перевода ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цепь на 2СШ 110 кВ оперативный персонал должен перевести ключ SA1 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Машзавод 1 цепь» в положение «1» ТН 2СШ. В случае перевода ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цепь с отпайками на 2СШ 110 кВ оперативный персонал должен перевести ключ SA3 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Ижевск 1 цепь» в положение «1» ТН 2СШ.

В нормальной схеме КРУЭ-110 кВ ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Машзавод 2 цепь и ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Ижевск 2 цепь зафиксированы на 2СШ 110кВ, поэтому ключи SA2 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Машзавод 2 цепь» и SA4 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Ижевск 2 цепь» должны находиться в положении «1» ТН 2СШ. В случае перевода ВЛ 110 кВ Иж. ТЭЦ-1 – Машзавод 2 цепь на 1СШ 110кВ оперативный персонал должен перевести ключ SA2 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Машзавод 2 цепь» в положение «0» ТН 1СШ. В случае перевода ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Ижевск 2 цепь на 1СШ 110кВ оперативный персонал должен перевести ключ SA4 «Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Ижевск 2 цепь» в положение «0» ТН 1СШ.

Дополнительные функции.

Кроме функций противоаварийной автоматики программное обеспечение МКПА предусматривает:

- измерение текущих значений напряжений;
- регистрацию дискретных и аналоговых событий;
- осциллографирование напряжений и дискретных сигналов;
- непрерывную самодиагностику.

Местная сигнализация.

При включенном МКПА и работающем программном обеспечении на передней двери шкафа горит зеленая лампа «МКПА в работе». При срабатывании любого алгоритма загорается желтая лампа «Работа алгоритмов МКПА» и светодиод «Фиксация записи осциллограмм».

На шкафу МКПА имеется лампа «Неисправность МКПА», которая загорается при следующих условиях:

- сбой в работе программного обеспечения;
- потеря питания плат DISO-24 (при наличии питания нормального уровня на плате DISO-24 горит красный светодиод);
- выход из строя БП;
- потеря связи с пультом управления;
- повышенная температура в процессорной «корзине»;
- выход из строя вентилятора в процессорной «корзине».

Звуковая сигнализация внутри процессорной «корзины» срабатывает при выходе из строя вентилятора, нарушении питания или повышении температуры. Сигнализация сохраняется даже после исчезновения этих условий.

Сброс сигнализации производится кнопкой «Сброс сигнализации», расположенной с правой стороны передней двери шкафа.

Сброс всей сигнализации за исключением ламп «МКПА в работе» и «Неисправность МКПА» осуществляется кнопкой «Сброс сигнализации» на передней двери шкафа. Светодиоды, для которых условия срабатывания не исчезли, будут светиться и после нажатия этой кнопки.

При срабатывании алгоритмов или неисправности МКПА происходит пуск центральной сигнализации в ПТК АСУ ЭТО на ГЩУ и БЩУ.

Для обеспечения сигнализации на передней двери шкафа предусмотрены 24 светодиодных индикатора (2 столбца по 12 светодиодов в столбце, расположенных в верхней части передней двери шкафа). Назначение сигнализации показано в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Светодиодная сигнализация шкафа МКПА

Срабатывание ступеней АОПО ВЛ 110 кВ Машзавод 1 цепь	●	●	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от АОПО Машзавод 1, 2 цепь, Ижевск 1, 2 цепь
Срабатывание ступеней АОПО ВЛ 110 кВ Машзавод 2 цепь	●	●	<i>Резерв</i>
Срабатывание ступеней АОПО ВЛ 110 кВ Ижевск 1 цепь	●	●	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от АОПО Машзавод 1, 2 цепь, Ижевск 1, 2 цепь

Срабатывание ступеней АОПО ВЛ 110 кВ Ижевск 2 цепь	●	●	Пуск АКА716-2 от 5ст. АОПО Ижевск 1 цепь
<i>Резерв</i>	●	●	Пуск АКА716-3 от 5ст. АОПО Ижевск 2 цепь
<i>Резерв</i>	●	●	Отключение ВЛ 110 кВ Машзавод 1 цепь от 6 ст. АОПО Машзавод 1 цепь
<i>Резерв</i>	●	●	Отключение ВЛ 110 кВ Машзавод 2 цепь от 6 ст. АОПО Машзавод 2 цепь
Неисправность цепей напряжения ТН-110 кВ 1 СШ	●	●	<i>Резерв</i>
Неисправность цепей напряжения ТН-110 кВ 2 СШ	●	●	<i>Резерв</i>
Пуск АКА 478-1 от 4 ступени АОПО Машзавод 1 цепь	●	●	<i>Резерв</i>
Пуск АКА 478-1 от 4 ступени АОПО Машзавод 2 цепь	●	●	<i>Резерв</i>
Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Машзавод 1, 2 цепь, Ижевск 1, 2 цепь	●	●	Фиксация записи осциллограмм

Технические данные и характеристики устройства МКПА-2.

Шкаф МКПА-2 представляет собой выполненный в едином электротехническом шкафу комплекс, состоящий из:

- одного терминала МКПА-2;
- оборудования для сопряжения терминала с цепями управления (промреле, переключатели, ряды клеммных зажимов);
- оборудования для сопряжения с измерительными цепями (испытательные блоки, преобразователи сигналов, переключатели, ряды клеммных зажимов);

На лицевой панели терминала МКПА-2 расположены встроенный пульт управления, разъемы Ethernet и USB для подключения флеш-накопителя, индикаторы режима работы терминала, ключ оперативного вывода УВ и 8 индикаторов местной сигнализации Н1...Н8, а также ЖК экран.

Оперативное питание шкафа «МКПА -2» осуществляется по двум линиям со шкафа «МКПА №1», который в свою очередь шлейфом запитан с соседних шкафов.

Работа с МКПА.

В процессе эксплуатации основная работа с МКПА сводится к просмотру журналов событий, осциллограмм рабочего и аварийного режимов.

В рабочем режиме с введенными в работу выходными цепями не допускается изменение/применение настроек МКПА, так как применение новых настроек (за исключением изменения уставок алгоритмов) требует перезапуска процессорных модулей МКПА. Допускается только просмотр настроек. Смену настроек производит персонал ЭТЛ в соответствии с руководством по эксплуатации на МКПА.

Для работы с МКПА в процессе эксплуатации используют:

- программу SignW на компьютере персонала ЭТЛ, предоставляющую наиболее полные возможности по работе с устройством;
- встроенный пульт управления МКПА для оперативного просмотра текущих параметров работы, состояний входов и выходов, изменения уставок алгоритмов ПА.

Не допускается эксплуатация МКПА при обрыве либо отсутствии цепи защитного заземления.

Управление.

Управление МКПА осуществляется коммутацией переключающими элементами (ключами) входных и выходных цепей.

Для просмотра текущего состояния алгоритмов, журнала событий и для ввода параметров настройки внутри шкафа располагается пульт управления, состоящий из жидкокристаллического экрана и цифровой клавиатуры. Для изменения настроек необходимо ввести имя пользователя и пароль.

Связь с МКПА осуществляется через сеть Ethernet. В шкафу находится сетевой концентратор, к которому подключены все процессорные платы.

Персональные компьютеры для снятия осциллограмм и программного конфигурирования подключаются к концентратору, к которому подключена сеть АСУ ТП Ижевской ТЭЦ-1.

Неисправности МКПА и способы их устранения.

При возникновении любой из неисправностей МКПА загорается лампа «Неисправность МКПА» на передней двери МКПА, а также с помощью реле МКПА выдает сигнализацию в ПТК АСУ ЭТО. При критической неисправности шкаф МКПА должен быть выведен из работы.

Для точного определения характера неисправности необходимо открыть журнал событий местного пульта управления (МПУ) на передней двери шкафа МКПА и прочитать сообщение о неисправности, приведенные в Приложении 7.

Выключение МКПА.

Необходимость выключения может возникнуть при выводе МКПА из работы на длительное время, при неисправности устройства, для проведения технического обслуживания. Перед выключением МКПА выводят из работы все цепи дискретных выходов УВ при помощи соответствующих органов оперативного управления, затем отключают питание МКПА при помощи автоматических выключателей, расположенных внутри шкафа.

Для шкафов МКПА №1,2 (00СНА14, 00СНА15):

QF1 – автомат цепей управления±ЕС3.10.

QF2 – автомат цепей управления±ЕС4.10.

SF1 – цепи питания терминала.

Для шкафа МКПА-2 00СНА31:

SF1 – автомат цепей питания терминала.

S1, S2 – рубильники оперативного питания.

S3 – рубильник питания цепей сигнализации.

4.1.2. Оперативное обслуживание МКПА

Все операции с МКПА и с алгоритмами МКПА производятся оперативным персоналом с разрешения диспетчера Пермского РДУ, в ведении которого находятся устройства.

Ввод и вывод из работы МКПА производится с разрешения диспетчера Пермского РДУ при наличии разрешенной диспетчерской заявки по типовым бланкам переключений.

Работы по вводу и выводу из работы алгоритмов МКПА производят с разрешения диспетчера Пермского РДУ.

Работы в цепях МКПА должны производиться персоналом ЭТЛ по специальным программам, утвержденным техническим директором – главным инженером Ижевской ТЭЦ-1.

Оперативному персоналу **запрещено** вмешиваться в работу МКПА.

Изменение алгоритмов (режимов) работы алгоритмов МКПА с зимних на летние и с летних на зимние выполняются по заданию Пермского РДУ на основании разрешенной диспетчерской заявки.

При введенных в работу устройств МКПА категорически запрещается производить какие-либо работы в оперативных, токовых цепях и цепях напряжения указанных устройств. Также запрещается самостоятельно вносить изменения в алгоритмы работ автоматики, уставки, конфигурацию оборудования и производить замену программного обеспечения.

При аварийном отключении оборудования или линий электропередачи перестройку автоматики, следует произвести непосредственно после неуспешной попытки поставить линию (оборудование) под напряжение, но не позднее, чем через 20 минут после отключения.

При отключении потребителей от действия алгоритмов МКПА обратное их включение производится только с разрешения диспетчера Пермского РДУ.

При отключении автомата питания оперативным током устройств МКПА – повторно включить его. Если автомат снова отключился – сообщить диспетчеру Пермского РДУ и вызвать персонал ЭТЛ.

При неисправности ТН-1,2 СШ КРУЭ-110 кВ или цепей напряжения, необходимо вывести из работы МКПА, подключенные к неисправным цепям напряжения, либо неисправному ТН с последующим уведомлением диспетчера Пермского РДУ и вызвать персонал ЭТЛ.

При поступлении сигнала «Неисправность МКПА» необходимо отыскать горящие светодиодные индикаторы на аппаратуре и информировать диспетчера Пермского РДУ, с его разрешения принять меры к устранению неисправности, в случае необходимости вызвать персонал ЭТЛ.

Как сказано выше, команда на ввод в работу или вывод из работы алгоритмов МКПА отдается диспетчером Пермского РДУ, в ведении которого находится ЧДА, АОПО. Оперативный персонал выполняет ввод в работу алгоритмов ЧДА, АОПО в следующем порядке:

- в шкафах «МКПА №1», «МКПА №2» и «МКПА-2» проверить состояние светодиодов, световой и внешней сигнализации. Признаком нахождения терминала в нормальном режиме работы является наличие свечения зеленого светодиода «**МКПА в работе**» и отсутствие свечения красного светодиода «**Неисправность МКПА**» на передней двери;
- проконтролировать отсутствие сигнализации о неисправности. При наличии сигнализации о неисправности дальнейшие операции по вводу в работу устройства прекращаются. Алгоритм ПА необходимо оставить выведенным из работы и сообщить персоналу ЭТЛ и диспетчеру РДУ, в ведении которого находится аппаратура;
- перевести оперативные переключатели согласно заданному РДУ алгоритму.

Действия оперативного персонала при работе алгоритмов МКПА

При срабатывании алгоритмов в составе шкафа МКПА дежурный персонала обязан:

- Немедленно сообщить диспетчеру Пермского РДУ.
- Отметить, загоревшиеся индикаторы, светодиоды, табло.
- Нажать кнопку «Сброс сигнализации» на передней двери шкафа МКПА для сброса индикации на плате сигнализации МКПА.
- Далее действовать по указаниям диспетчера Пермского РДУ.
- После устранения аварийного режима произвести запись в оперативном журнале и в журнале работы релейной защиты и автоматики о времени и причине срабатывания алгоритмов, указывая сработавшие устройства ПА, загоревшиеся индикаторы, светодиоды.

Действия оперативного персонала при неисправности МКПА.

При возникновении неисправности в МКПА (в шкафу МКПА загорается лампа «Неисправность МКПА»; загорается индикатор «Неисправность МКПА в ПТК АСУ ТП») дежурный персонал должен:

1. Нажать кнопку «Сброс сигнализации» на шкафу МКПА для сброса индикации на плате сигнализации МКПА.
2. Если лампа «Неисправность МКПА» погасла, сообщить персоналу ЭТЛ, если продолжает гореть – перейти к пункту 3.
3. Проверить включенное положение автоматов оперативного тока в шкафу.
4. При отключении автоматов QF1 и QF2 внутри шкафа необходимо вывести цепи реализации МКПА ключами на двери шкафа согласно Приложения 2. Включить автоматы. Если питание шкафа восстановилось, нажать кнопку «Сброс сигнализации» на шкафу МКПА. Убедиться в отсутствии неисправно-

сти (лампа «Неисправность МКПА» не горит), отсутствии работы алгоритмов МКПА (лампа «Работа алгоритмов МКПА» не горит). Ввести цепи реализации МКПА на двери шкафа согласно Приложению 3, Приложению 4.

5. При невозможности восстановить питание шкафа МКПА сообщить диспетчеру РДУ и персоналу ЭТЛ.

6. При выходе из строя одного из микропроцессоров (CPU) на передней двери МКПА загорается лампа «Неисправность МКПА». При этом МКПА остаётся в работе на двух исправных микропроцессорах.

7. При выходе из строя двух микропроцессоров (CPU) на лицевой панели МКПА загорается лампа «Неисправность МКПА» и гаснет лампа «МКПА в работе». Выходные цепи МКПА блокируются.

8. В обоих случаях оперативный персонал должен сообщить информацию персоналу ЭТЛ и, с разрешения диспетчера РДУ, вывести МКПА из работы.

4.1.3. Работы по техническому обслуживанию устройств МКПА

Работы на устройствах МКПА, находящихся в эксплуатации, может производить только персонал ЭТЛ, допущенный к самостоятельной проверке этих устройств.

Допуск к работам на МКПА производит НЭЦ.

Работы должны проводиться при наличии разрешенной заявки.

После окончания работ персонал ЭТЛ обязан сделать запись о состоянии устройства и готовности его ввода в работу в журнале РЗА и доложить об окончании работ НЭЦ, НЭТЛ.

4.1.4. Требования по охране труда и пожарной безопасности

Работники ЭТЛ при работах в устройствах и цепях МКПА должны выполнять требования правил охраны труда и правил пожарной безопасности.

Приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании устройств МКПА, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормативно-техническими документами по охране труда.

Выполнение работ без исполнительных схем запрещается.

Разрывать цепи, подключенные к вторичным обмоткам ТТ, запрещается.

При необходимости разрыва этих цепей они должны быть предварительно замкнуты перемычкой, установленной до предполагаемого места разрыва (считая от ТТ).

Работникам РЗА запрещается уходить с рабочего места и оставлять без присмотра включенные испытательные стенды, оборудование.

По окончании рабочего дня каждый работник обязан проверить и привести в порядок свое рабочее место, отключить приборы и аппараты, убрать инструменты и документацию.

При эксплуатации МКПА особых мер пожарной безопасности не предусмотрено. При появлении дыма (запаха дыма) или огня из шкафа МКПА де-

журный персонал должен снять с него напряжение, затем приступить к тушению возгорания углекислотным огнетушителем.

4.2. Устройство и обслуживание УПАСК

УПАСК Ижевской ТЭЦ-1 выполнен на основе АКА КЕДР. Его исполнение предназначено для круглосуточной эксплуатации в закрытых производственных помещениях при номинальных значениях климатических факторов по ГОСТ 15150 для исполнения УХЛ 4.

При этом:

- высота над уровнем моря, не более 2000м;
- верхнее значение рабочей температуры, + 40°С;
- нижнее значение рабочей температуры, +1°С;
- относительная влажность при температуре + 25 °С – 80%;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию;
- тип охлаждения – воздушное, естественное.

АКА «КЕДР» предназначен для эксплуатации в закрытых производственных помещениях, в непрерывном режиме без постоянного обслуживающего персонала.

Запрещается эксплуатация АКА «КЕДР» в среде, содержащей токопроводящую пыль, пары и брызги веществ в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

4.2.1. Общие указания по обслуживанию УПАСК

Нормально все исправные УПАСК должны быть введены в работу.

Ввод/вывод устройств оперативный персонал обязан производить с разрешения или по команде диспетчера Пермского РДУ, в диспетчерском ведении которого находятся эти устройства.

Операции по вводу/выводу устройств выполняются оперативным персоналом по типовым бланкам переключений (ТБП), где указываются все наклейки и ключи во всех исполнительных (выходных) и пусковых цепях, которыми осуществляется ввод и вывод аппаратуры.

При угрозе неправильного срабатывания приемник выводится из работы оперативным персоналом объекта самостоятельно, но с последующим сообщением диспетчеру Пермского РДУ и оформлением диспетчерской заявки.

Текущее обслуживание устройств (снятие показаний приборов, проверка соответствия положения накладок эксплуатационной схеме и т.д.) производится оперативным персоналом в соответствии с местными инструкциями.

УПАСК выводятся из работы в следующих случаях:

- по диспетчерским заявкам для проверки ВЧ канала связи или аппаратуры, выполнения запланированных работ, послеаварийной проверки и разовых программ;

- по диспетчерским заявкам при работах связанных с заземлением элементов ВЧ обработки (конденсатора связи, ВЧ заградителя, фильтра присоединения); при этом кроме вывода приемника необходимо, отключить питание передатчика;
- при неисправностях устройств, или канала связи;
- по диспетчерским заявкам при работах на линии электропередачи, по которой образован ВЧ канал связи.

Обо всех случаях срабатывания УПАСК, а также о появлении сигналов неисправности оперативный персонал обязан записать в оперативный журнал и сообщить диспетчеру Пермского РДУ:

- диспетчерское наименование сработавшего устройства и номера переданных (принятых) команд;
- сработавшие сигнальные реле устройства;
- засветившееся табло центральной сигнализации.

Все операции с устройствами УПАСК оперативный персонал обязан производить по разрешению или команде диспетчера Пермского РДУ, в диспетчерском ведении которого находятся эти устройства.

При отыскании «земли» в цепях оперативного тока энергообъекта снятие напряжения питания с панели (шкафа) передатчика УПАСК, а также перевод цепей питания передатчика с одной шины постоянного тока на другую и обратно, производится с предварительным выводом ключами или накладками всех исполнительных (выходных) цепей схемы фиксации сигналов всех связанных одним каналом связи приемников.

При отыскании «земли» в цепях оперативного тока энергообъекта снятие напряжения питания с панели (шкафа) приемника УПАСК, а также перевод цепей питания приемника с одной шины постоянного тока на другую и обратно, производится с предварительным выводом всех исполнительных (выходных) цепей схемы фиксации сигналов приемника ключом или накладками.

4.2.2. Порядок ввода в работу и вывода из работы УПАСК

Перед вводом в работу устройств, оперативный персонал обязан проверить наличие записи в журнале РЗ и ПА о готовности к включению устройства АКА «Кедр» в работу.

Прогрева аппаратуры АКА «Кедр» до ввода в работу не требуется.

Подача питания на АКА «Кедр» осуществляется включением тумблеров на передатчике и приемнике.

Подготовительные операции.

- проверить правильность положения накладок и ключей, испытательных блоков и переключателей в соответствии с ТБП;
- подготовить к работе приемник АКА нажатием кнопки «Пуск»,
- проверить исправность приемников и передатчиков по встроенным приборам и состоянию световой индикации; проверить отсутствие на передатчике и при-

емнике сигналов и сигнализации неисправности: при их наличии сообщить диспетчеру Пермского РДУ, в диспетчерском управлении которого находится аппаратура.

Ввод в работу УПАСК:

- получить команду и/или разрешение диспетчера Пермского РДУ, в диспетчерском управлении которого находится данное устройство, на включение в работу: команда отдается в первую очередь на передающую сторону и после подтверждения о ее выполнении отдается на приемные стороны;
 - включить накладки в цепях управления передатчиком АКА «Кедр»; при использовании канала последовательной передачи данных по «цифровому стыку» включить ключ «ЦС» в положение «Транзит» на передатчике АКА;
 - проверить отсутствие на передатчике сигналов и сигнализации неисправности: при их наличии сообщить диспетчеру Пермского РДУ в диспетчерском управлении, которого находится аппаратура;
 - проверить отсутствие на приемнике сигналов и сигнализации неисправности: при их наличии сообщить диспетчеру Пермского РДУ, в диспетчерском управлении которого находится аппаратура;
 - перевести ключ или накладки в цепях оперативного тока приемника в положение «Работа» на приемнике АКА «Кедр»; при использовании канала последовательной передачи данных по «цифровому стыку» включить ключ «ЦС» в положение «Транзит» на приемнике АКА;
 - включить накладки в исполнительных (выходных) цепях схемы фиксации сигналов-команд приемников в соответствии с местными инструкциями.
- После ввода в работу УПАСК необходимо проверить соответствие состояния нормально выведенных сигналов УПАСК текущей схеме и режиму работы сети (в соответствии указаниями к диспетчерской заявке).

Вывод из работы УПАСК:

- получить команду или разрешение диспетчера Пермского РДУ, в диспетчерском управлении которого находится данное устройство, на его вывод из работы: команда отдается в первую очередь на приемные стороны и после подтверждения о ее выполнении отдается на передающую сторону;
- отключить ключи или накладки во всех исполнительных (выходных) цепях схемы фиксации сигналов-команд приемника АКА «Кедр»;
- перевести ключи или накладки в цепях оперативного тока приемников в положение «Отключено» АКА «Кедр» при использовании канала последовательной передачи данных по «цифровому стыку» включить ключ «ЦС» в положение «Отключено» на приемнике АКА;
- для выполнения технического обслуживания УПАСК выполнить мероприятия в соответствии с местными инструкциями или бланками переключений, препятствующие воздействию на связанные устройства РЗА.

При необходимости вывода из работы одного или нескольких сигналов-команд, при сохранении остальных в работе, вывод осуществляется оперативным персоналом по местным инструкциям (бланкам переключений) отключением накладок этих команд в исполнительных цепях схемы фиксации сигналов-команд приемника. Вывод и ввод отдельных сигналов-команд производится по команде или разрешению диспетчера Пермского РДУ, в диспетчерском управлении которого находится данное устройство.

4.2.3. Оформление и порядок допуска к работам на УПАСК

Контроль исправности устройств АКА «Кедр» и канала связи в целом осуществляется на приемной стороне.

Организация профилактических проверок при неисправности по неясным причинам, производится по инициативе приемной стороны.

Все работы по плановым проверкам аппаратуры АКА ВЧ каналов связи, схем пуска и фиксации сигналов-команд должны быть оформлены диспетчерскими заявками с обеих сторон по взаимной договоренности.

Допуск к работам на передатчиках и ВЧ канале связи производится только после вывода из работы всех приемников данного ВЧ канала связи.

Проверка прохождения сигналов-команд во всех случаях производится только по диспетчерским заявкам, оформленным с приемных и передающей сторон. При этом допускается, после отключения всех накладок во всех исполнительных (выходных) цепях приемника или создания разрыва на клеммном ряду зажимов шкафа приемника (исключение – воздействия на связанные устройства РЗА), перевод ключа или накладок в цепях оперативного тока приемника АКА в положение «Работа», а при использовании канала последовательной передачи данных по «цифровому стыку» (аппаратура АКА) включение ключа «ЦС» в положение «контроль».

Ввод в работу УПАСК, производится только по команде или с разрешения диспетчера Пермского РДУ – после оформления окончания работ и готовности аппаратуры к работе с обеих сторон.

Контрольные вопросы к разделу 4

1. Как устроен МКПА?
2. Как устроен МКПА-2?
3. На чем основана работа МКПА?
4. Какие дополнительные функции предусматривает МКПА?
5. Какая сигнализация сопровождает работу МКПА?
6. Какие виды неисправности могут возникнуть при работе МКПА?
7. Для чего предназначен пульт управления МКПА?
8. При каком условии возникает необходимость выключения МКПА?

9. Кто и с разрешения кого обслуживает МКПА?
10. Какие действия предпринимает оперативный персонал при работе алгоритмов МКПА?
11. Какие действия предпринимает оперативный персонал при обнаружении неисправностей МКПА?
12. Какие требования по охране труда и промышленной безопасности предъявляются к персоналу при работе с МКПА?
13. Для чего предназначен и как устроен АКА «Кедр»?
14. Каковы общие требования к обслуживанию УПАСК?
15. Каков порядок ввода УПАСК в работу?
16. Каков порядок вывода УПАСК из работы?
17. Каков порядок допуска к работам на УПАСК?

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Комплекс противоаварийной автоматики МКПА [15]



Шкафное исполнение

Комплекс противоаварийной автоматики МКПА предназначен для контроля режимов работы электрической сети и реализует функции противоаварийной автоматики (ПА) энергосистем.

МКПА разработан для модернизации и замены существующих панелей противоаварийной автоматики высоковольтных линий и подстанций напряжением 110 кВ и выше.

Функциональное назначение МКПА определяется составом установленных на нем алгоритмов ПА. Каждый алгоритм ПА реализует соответствующую функцию ПА. Все данные, необходимые для работы алгоритмов ПА, вычисляются на основе информации, полученной с собственных модулей аналогового и дискретного ввода.

В случае выявления одним из алгоритмов ПА аварийного режима МКПА выдает необходимые управляющие воздействия и регистрирует аварийное событие: фиксирует время, создает и сохраняет осциллограмму, заносит информацию в собственный журнал событий, уведомляет диспетчерскую программу SignW о произошедшем аварийном событии.

1.1. Основные функции

- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР ФССС, ФЦК);
- автоматика ликвидации асинхронного режима по качаниям тока (АЛАР ФКТ);
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН);
- автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ);
- автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ);
- автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ);
- специальная автоматика отключения нагрузки (САОН);
- функция контроля предшествующего режима (КПР);
- функция фиксации отключения линии (ФОЛ);
- функция фиксации отключения двух линий (ФОДЛ);
- функция фиксации отключения трансформатора (ФОТ);

- функция фиксации отключения двух трансформаторов (ФОДТ);
- функция фиксации отключения блока (ФОБ);
- функция фиксации отключения системы шин (ФОСШ);
- функция фиксации сброса мощности (ФСМ);
- функция фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ);
- автоматика дозировки управляющих воздействий (АДВ);
- функция контроля вторичных цепей напряжения (КЦН);
- автоматика управления реактором (АУР).

1.2. Основные преимущества

- резервированное исполнение процессорной части
- большой выбор типовых решений привязки к объекту на этапе проектирования;
- реализация нескольких функций ПА на одном устройстве;
- широкий спектр регистрируемых событий;
- непрерывная самодиагностика основных узлов;
- управление устройством с местного пульта или удаленно с АРМ диспетчера;
- интегрированная среда расчета применения модулей промышленной электроники;
- интеграция в АСУ ТП объекта по стандартным протоколам.

1.3. Основные технические характеристики

- количество аналоговых каналов до 32
- количество входных дискретных каналов* от 24 до 120
- количество выходных дискретных каналов* от 24 до 120
- номинальное значение измеряемого тока 1 или 5 А
- номинальное значение измеряемого напряжения 60 или 100 В
- верхние пределы измерения действующих значений переменных токов 2, 10, 20, 50, 100, 200 А
- пределы измерения постоянных токов $\pm 5\text{мА}$, $\pm 20\text{мА}$, $\pm 75\text{мА}$, $\pm 150\text{мА}$
- основная приведенная погрешность измерения аналоговых сигналов не более 0,4%
- частота дискретизации каждого канала 2 кГц (40 тчк/пер)
- разрядность АЦП 16
- номинальное напряжение питания 220 В
- мощность потребления не более 350 Вт
- надежность (средняя наработка на отказ) не менее 125 000 часов
- габаритные размеры электротехнического шкафа** (ШхВхГ) 806х2200х600
- протоколы приема/передачи данных OPC DA, МЭК 60870-5-104, МЭК 61850

1.4. Среда для разработки пользовательских алгоритмов

инструментальная среда разработки SoftConstructor.

1.5. Устойчивость к сейсмическим нагрузкам

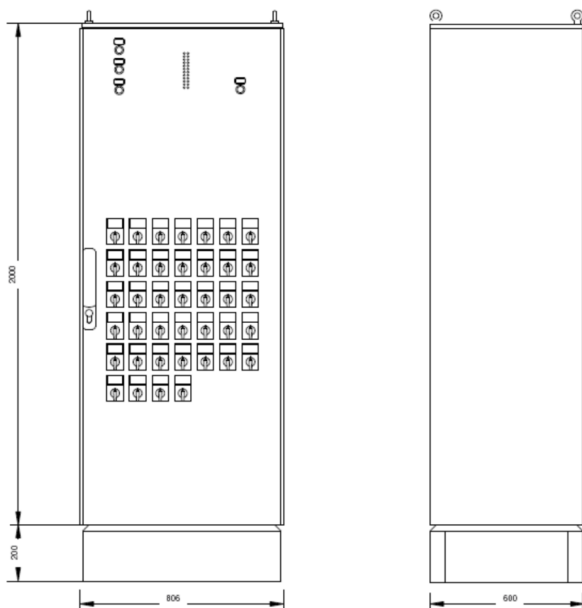
Комплекс МКПА устойчив к сейсмическим нагрузкам интенсивностью 9 баллов по шкале MSK-64

для высотной отметки от 0 до 10 м в соответствии с ГОСТ30546.1-98.

1.6. Поддерживаемые протоколы

Для решения задачи интеграции МКПА в АСУ ТП разработаны программные модули, с помощью которых возможна передача данных с устройств МКПА в АСУ ТП по одному из трех протоколов: стандарта OPC DA, стандарта IEC 60870-5-104 и стандарта IEC 61850. Для решения задачи синхронизации времени со временем АСУ ТП МКПА использует стандартные протоколы синхронизации времени ICMP и NTP.

1.7. Габаритные и установочные размеры МКПА



ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Комплекс противоаварийной автоматики МКПА-2 [15]



Шкафное
исполнение

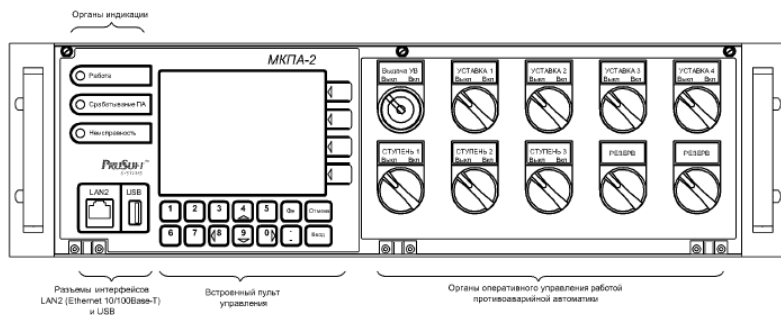


Терминальное
исполнение

Комплекс противоаварийной автоматики МКПА-2 предназначен для контроля режимов работы электрической сети и реализует функции противоаварийной автоматики (ПА) энергосистем.

Основу аппаратных средств МКПА-2 составляет промышленная одноплатая ЭВМ, связанная с модулями АЦП, дискретного ввода / вывода, органами управления и индикации.

Функциональное назначение МКПА-2 определяется составом установленных на нем алгоритмов ПА. Каждый алгоритм ПА реализует соответствующую функцию ПА. Все данные, необходимые для работы алгоритмов ПА, вычисляются на основе информации, полученной с собственных модулей аналогового и дискретного ввода. В случае выявления одним из алгоритмов ПА аварийного режима МКПА-2 выдает необходимые управляющие воздействия и регистрирует аварийное событие: фиксирует время, создает и сохраняет осциллограмму, заносит информацию в собственный журнал событий, уведомляет диспетчерскую программу SignWo произошедшем аварийном событии.



2.1. Основные функции

- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР ФССС, ФЦК);
- автоматика ликвидации асинхронного режима по качаниям тока (АЛАР ФКТ);
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);

- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН);
- автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ);
- автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ);
- специальная автоматика отключения нагрузки (САОН);
- функция контроля предшествующего режима (КПР);
- функция фиксации отключения линии (ФОЛ);
- функция фиксации отключения двух линий (ФОДЛ);
- функция фиксации отключения трансформатора (ФОТ);
- функция фиксации отключения двух трансформаторов (ФОДТ);
- функция фиксации отключения блока (ФОб);
- функция фиксации отключения системы шин (ФОСШ);
- функция фиксации сброса мощности (ФСМ);
- функция фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ);
- функция контроля вторичных цепей напряжения (КЦН);
- автоматика управления реактором (АУР).

2.2. Основные преимущества

- большой выбор типовых решений привязки к объекту на этапе проектирования;
- реализация нескольких функций ПА на одном устройстве;
- широкий спектр регистрируемых событий;
- непрерывная самодиагностика основных узлов;
- управление устройством с местного пульта или удаленно с АРМ диспетчера;
- интегрированная среда разработки алгоритмов противоаварийной автоматики;
- высокая надежность за счет применения модулей промышленно
- интеграция в АСУ ТП объекта по стандартным протоколам.

2.3. Основные технические характеристики

- | | |
|---|---|
| • количество аналоговых каналов | до 12 (с кратностью 2) |
| • количество входных дискретных каналов* | от 6 до 42 (с кратностью 6) |
| • количество выходных дискретных каналов* | от 6 до 42 (с кратностью 6) |
| • номинальное значение измеряемого тока | 1 или 5 А |
| • номинальное значение измеряемого напряжения | 60 или 100 В |
| • верхние пределы измерения действующих значений переменных токов 2, 10, 20, 50, 100, 200 А | |
| • пределы измерения постоянных токов | $\pm 5\text{мА}$, $\pm 20\text{мА}$, $\pm 75\text{мА}$, $\pm 150\text{мА}$ |
| • основная приведенная погрешность измерения аналоговых сигналов не более 0,4% | |
| • частота дискретизации каждого канала | 2 кГц (40 тчк/пер) |
| • разрядность | АЦП 16 |

- номинальное напряжение питания 220 В
- мощность потребления не более 50 Вт
- надежность (средняя наработка на отказ) не менее 125 000 часов
- габаритные размеры электротехнического шкафа* (ШхВхГ) 482,6х132х427
- протоколы приема/передачи данных OPC DA, МЭК 60870-5-104, МЭК 61850

2.4. Питание

Электропитание МКПА-2 может осуществляться напряжением 220 (+22 / -44) В постоянного либо переменного тока (50 Гц). Собственное энергопотребление МКПА-2 не превышает 50 Вт.

Питание дискретных входов типа «сухой контакт» осуществляется через отдельный ввод с номинальным напряжением 24 / 48 / 110 / 220 В постоянного тока.

2.5. Габаритные и установочные размеры

482,6х132х427 мм (ШхВхГ) – конструктив Евромеханика с установочным размером 19” высотой 3U.

2.6. Масса

не более 10,5 кг

2.7. Рабочая температура

от 0 до +50 °С

2.8. Среда для разработки пользовательских алгоритмов

Инструментальная среда разработки SoftConstructor.

2.9. Устойчивость к сейсмическим нагрузкам

Устройство МКПА-2 устойчиво к сейсмическим нагрузкам интенсивностью 9 баллов по шкале MSK-64

для высотной отметки от 0 до 10 м в соответствии с ГОСТ30546.1-98.

2.10. Устройство и принцип работы

Основу аппаратных средств МКПА-2 составляет промышленная одноплата ЭВМ, связанная с модулями АЦП, дискретного ввода/вывода, органами управления и индикации. Функциональное назначение МКПА-2 определяется составом установленных на нем алгоритмов ПА.

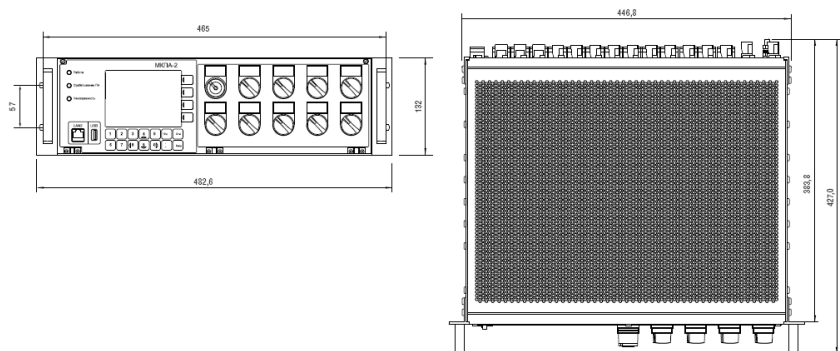
Каждый из них реализует соответствующую функцию ПА. Все данные, необходимые для их работы, вычисляются на основе полученной с модулей аналогового и дискретного ввода информации. В случае выявления одним из алгоритмов ПА аварийного режима МКПА-2 выдает необходимые управляющие воздействия и регистрирует аварийное событие. При регистрации МКПА-2 фиксирует время аварийного события, создает и сохраняет осциллограмму сигналов, заносит информацию об аварийном событии в собственный журнал событий и уведомляет о данном событии диспетчерскую программу SignW.

2.11. Заключение ПАО «ФСК ЕЭС»

По заключению межведомственной аттестационной комиссии ПАО «ФСК ЕЭС» МКПА-2 рекомендован для применения в качестве отдельного устройства противоаварийной автоматики (ПА), а также в составе комплексов ПА на подстанциях ЕНЭС и распределительных электрических сетей.

2.12. Габаритные и установочные размеры МКПА-2

(Терминальное исполнение**)



ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Структура РЗ и ПА Ижевской ТЭЦ-1

ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ 1 – Ижевск (I цепь с отпайками
ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ 1 – Машадов (II цепь

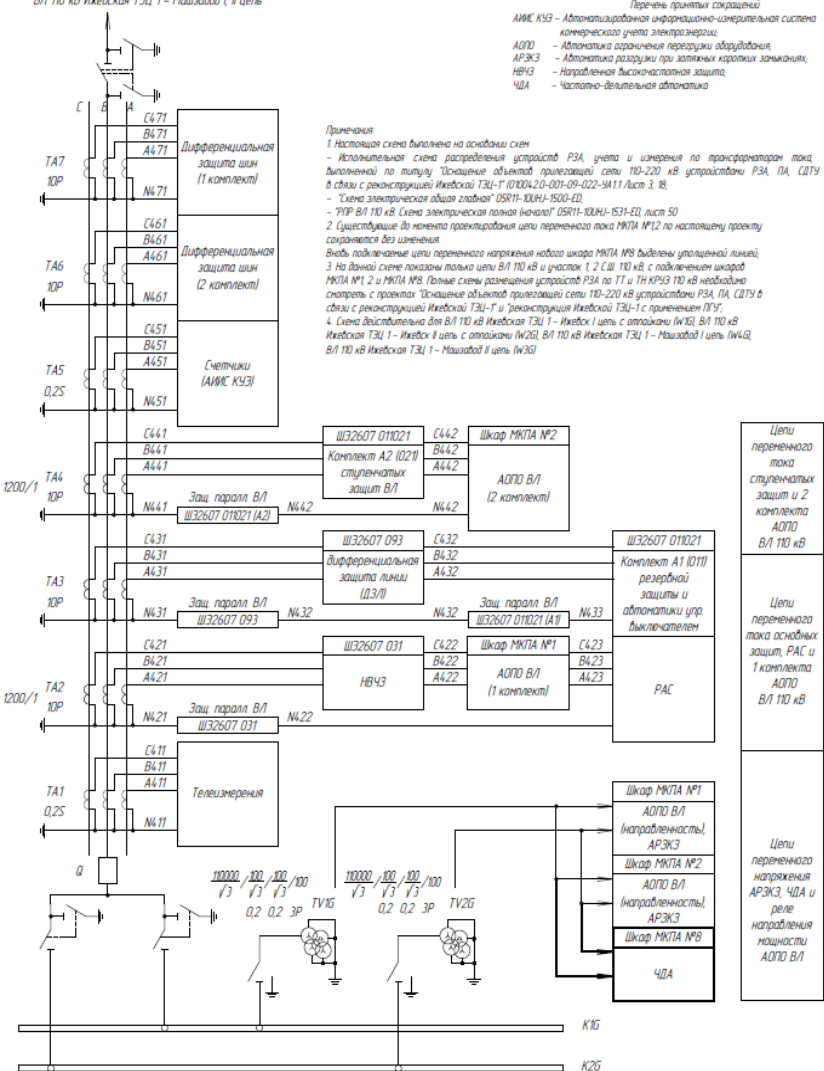


Рис. 1. РЗ и ПА Ижевской ТЭЦ-1 (Показано: двойная система шин К1Г, К2Г, шкафы МКПА№1, МКПА№2, МКПА №8)

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. УПАСК АКА «КЕДР»

4.1. Назначение АКА «КЕДР»

Предназначен для передачи и приема команд релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ, ПА)

- высокочастотным (ВЧ) трактом по ЛЭП 35-1150кВ,
- по выделенной оптоволоконной линии связи - ВОЛС,
- низкочастотным НЧ трактом по физическим линиям связи или через аппаратуру уплотнения.

4.2. Возможности АКА «КЕДР»

– 31 команда может передаваться в ВЧ/НЧ канале: одночастотным, двухчастотным последовательным кодом или их комбинацией. При использовании двухчастотного кода возможно увеличение числа передаваемых команд до 64 в одной рабочей полосе (4кГц). Код передачи может быть настроен на месте эксплуатации. Возможна настройка кода для работы в канале с аппаратурой АНКА-АВПА, АКПА, АКАП.

– обеспечивается трансляция сигналов на промежуточном пункте канала через скоростной интерфейс цифрового стыка (RS-422) между приемником и передатчиком или через НЧ интерфейс в аналоговой форме (для стыковки с аппаратурой ПА других типов).

– предоставляется «прозрачный» канал передачи сигналов телемеханики на скорости до 200 бод.

– подключение в локальную сеть АСУ ТП для передачи данных по протоколу ГОСТ Р 870-5-101 реализует интерфейс (RS 485), что делает возможным дистанционное считывание информации о состоянии аппаратуры (прохождении команд, зафиксированных неисправностях, настройках системы);

– доступ к настройкам параметров, управлению тестовыми режимами, чтению журнала событий обеспечивается встроенной панелью управления и персональным компьютером, через порт последовательной передачи данных (RS-232).

– текущее состояние ВЧ канала и аппаратуры, а также прохождение каждой команды сопровождается световой индикацией (LED + ЖКИ).

– возможность трансляции команд ПА на промежуточном пункте ВЧ канала цифровым стыком с несколькими приемников (до 4-х) на один передатчик.

4.3. Контроль состояния

– непрерывный автоматический контроль исправности ВЧ тракта передачей сигнала контрольной частоты с пониженным уровнем мощности;

– циклический (с интервалом повторения 2 мс) контроль состояния функциональных узлов аппаратуры: от входных цепей передатчика - до выходных реле приемника;

– запись в энергонезависимую память: номера переданной / принятой команды, изменения режима работы (состояния) аппаратуры. Каждая запись включает информацию о дате и времени события, с точностью 1 мс.

4.4. Дополнительные возможности АКА «КЕДР»

Набор функциональных блоков, дополнительно устанавливаемых в базовый блочный каркас АКА «КЕДР», обеспечивает:

- работу аппаратуры по выделенной оптоволоконной линии связи и реализация параллельной передачи всех одновременно возникающих команд (модуль оптического интерфейса - МОИ);
- работу по НЧ каналу 0-4 кГц (блок НЧ интерфейса).

4.5. Модификации исполнения АКА «КЕДР»

- по уровню напряжения источника питания-110/220 В;
- по количеству входов управления передачей команд (Rx) и количеству выходных реле исполнения команд (Tx) - 31/24+6+2
- по схеме подключения к ВЧ каналу связи – симметричная / несимметричная;
- по исполнению блока ЛФ, в зависимости от частоты настройки.

4.6. Эксплуатационные характеристики АКА «КЕДР»

- не требует пуско-наладочной подготовки к работе;
- выполнена на современной элементной базе, оснащена средствами самоконтроля и диагностики, имеет гальваническую развязку по цепям управления и сигнализации;
- позволяет произвести настройку основных электрических, временных, частотных характеристик с клавиатуры блока ПРЦ или персонального компьютера непосредственно на месте установки;
- имеет высокую ремонтпригодность за счет полной взаимозаменяемости блоков и плат одного назначения, без подстройки, вне зависимости от исполнения по частоте;
- предназначена для замены морально устаревшей аппаратуры типа ВЧТО, АНКА-АВПА, АКПА.

4.7. Совместимость

Аппаратура АКА «КЕДР» обеспечивает возможность **(ПО СПЕЦЗАКАЗУ)** совместной работы в одном ВЧ канале связи с аппаратурой передачи команд противоаварийной автоматики следующих типов:

- ВЧТО (М)
- АКПА-В
- АНКА-АВПА
- АКАП-В

4.8. Показатели ЭМС АКА «КЕДР»

Аппарат выдерживает без повреждений и ложных действий (критерий качества функционирования "А" по ГОСТ Р 51317, при степени жёсткости испытаний – 3/4) воздействие:

- электростатических разрядов,
- микросекундных импульсных помех,
- наносекундных импульсных помех,
- магнитного поля промышленной частоты.

Уровень радиопомех на контактах электропитания и напряженность поля радиопомех соответствуют требованиям ГОСТ 16842.

4.9. Электропитание

Аппаратура удовлетворяет самым жестким требованиям по изменениям уровня напряжения источника питания.

Приемник сохраняет работоспособность при одиночных перерывах питания, длительностью - 500 мс.

Передачик сохраняет работоспособность при одиночных перерывах питания, длительностью:

- в режиме передачи контрольного сигнала – 500 мс.
- в режиме передачи сигналов команд – 300 мс.

4.10. Климатическое исполнение АКА «КЕДР»

Предназначен для круглосуточной эксплуатации в закрытых производственных помещениях при номинальных значениях климатических факторов по ГОСТ 15150 для исполнения УХЛ 4.

При этом:

- высота над уровнем моря, не более 2000м;
- верхнее значение рабочей температуры, + 40°С;
- нижнее значение рабочей температуры, +1°С;
- относительная влажность при температуре + 25 °С - 80%;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию;
- тип охлаждения - воздушное, естественное.

АКА «КЕДР» предназначен для эксплуатации в закрытых производственных помещениях, в непрерывном режиме без постоянного обслуживающего персонала.

Запрещается эксплуатация АКА «КЕДР» в среде, содержащей токопроводящую пыль, пары и брызги веществ в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

4.11. Устойчивость к механическим воздействиям АКА «КЕДР»

- соответствует группе механического исполнения М40 по ГОСТ 17516.1-90 (диапазон частот синусоидальной вибрации 0,5 - 100 Гц при максимальной амплитуде ускорения 5 м/с² и пиковом ударном ускорении 30 м/с² с длительностью действия 2-20 мс (удары одиночного действия)).
- соответствует требованиям в части сейсмостойкости, для изделий группы исполнения М40, при интенсивности землетрясения 9 баллов по MSK-64.
- соответствует требованиям ТУ после испытания на вибропрочность в диапазоне частот (10–100) Гц при ускорении 5 м/с² (степень жёсткости 8 по ГОСТ 16962.2-90).
- соответствует требованиям ТУ после воздействия на него (в упакованном виде) механических факторов при транспортировании и хранении определяемых нормативами для группы «С» по ГОСТ 23216-78.

Аппаратура АКА «КЕДР» рекомендована к применению в энергосистемах ОАО "ФСК ЕЭС"

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Нормальное положение переключающих устройств Комплектов автоматик №1(2) (МКПА), МКПА-2 Ижевской ТЭЦ-1

МКПА	Оперативное переключающее устройство			Нормальное положение	
	Шкаф	Выполняемая функция	Обозначение		Наименование
АОПО		Входные аналоговые сигналы АО-ПО.	SG1	Цели ТТ ВЛ 110 кВ Ижевск 1 цепь	Крышка установлена
			SG2	Цели ТТ ВЛ 110 кВ Ижевск 2 цепь	Крышка установлена
			SG7	Цели ТТ ВЛ 110 кВ Машзавод 2 цепь	Крышка установлена
			SG8	Цели ТТ ВЛ 110 кВ Машзавод 1 цепь	Крышка установлена
			SG5	Цели ТН 110кВ 1СШ «звезда»	Крышка установлена
			SG9	Цели ТН 110кВ 2СШ «звезда»	Крышка установлена
			SA5	Резерв	«Ф»-выведено
			SA 29	Резерв	«Ф»-выведено
			SA28	Резерв	«Ф»-выведено
			SA32	Резерв	«Ф»-выведено
	SA33	Резерв	«Ф»-выведено		
	SA34	Резерв	«Ф»-выведено		
	00СНА14 00СНА15	SA1	«Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Машзавод 1 цепь»	«Ф» ТН 1СШ	
		SA2	«Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Машзавод 2 цепь»	«1» ТН 2СШ	
		SA3	«Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Ижевск 1 цепь»	«Ф» ТН 1СШ	
		SA4	«Выбор цепей напряжения ВЛ 110 кВ Иж.ТЭЦ-1 – Ижевск 2 цепь»	«1» ТН 2СШ	
		SA7	Выбор сезонных уставок	0-лето; 1-зима/ЭВТ	
		SA9	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 1 цепь (1 к. РЗА)	«1»-выведено	
		SA10	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 2 цепь (1 к. РЗА)	«1»-выведено	
		SA11	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Машзавод 1 цепь (1 к. РЗА)	«1»-выведено	
SA12		Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Машзавод 2 цепь (1 к. РЗА)	«1»-выведено		
SA13		ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Машзавод 1 цепь.	«Ф»-выведено		
SA15	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Машзавод 2 цепь.	«Ф»-выведено			
SA14	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Ижевск 1 цепь.	«Ф»-выведено			
SA16	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Ижевск 2 цепь.	«Ф»-выведено			
SA17	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 5ст. АОПО Машзавод 1 цепь.	«1»-выведено			
SA18	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 4ст. АОПО Ижевск 1 цепь.	«1»-выведено			
SA19	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 5ст. АОПО Машзавод 2 цепь.	«1»-выведено			
SA20	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 4ст. АОПО Ижевск 2 цепь.	«1»-выведено			

МКПА-2 АЧР	00СНА31	УдГр	SA21	Действие на пуск ПРД АКА-716 кГц (команда №2) от 5ст. АОПО Ижевск 1 цепь.	«1»-введено
			SA22	Действие на пуск ПРД АКА-716 кГц (команда №3) от 5ст. АОПО Ижевск 2 цепь	«1»-введено
			SA23	Действие на пуск ПРД АКА-478 кГц (команда №1) от 4ст. АОПО Магзавод 2 цепь.	«1»-введено
			SA24	Запрет АПВ ЭВ 110 кВ Магзавод 2 цепь от бст. АОПО Магзавод 2 цепь	«1»-введено
			SA25	Отключение ЭВ 110 кВ Магзавод 1 цепь от бст. АОПО Магзавод 1 цепь	«1»-введено
			SA26	Отключение ЭВ 110 кВ Магзавод 2 цепь от бст. АОПО Магзавод 2 цепь	«1»-введено
			SA27	Запрет АПВ ЭВ 110 кВ Магзавод 1 цепь от бст. АОПО Магзавод 1 цепь	«1»-введено
			SA30	Действие на пуск ПРД АКА-478 кГц (команда №1) от 4ст. АОПО Магзавод 1 цепь.	«1»-введено
			SA35	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 1 цепь (2 к. РЗА)	«1»-введено
			SA36	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 2 цепь (2 к. РЗА)	«1»-введено
			SA37	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Магзавод 1 цепь (2 к. РЗА)	«1»-введено
			SA38	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Магзавод 2 цепь (2 к. РЗА)	«1»-введено
			SA6	Резерв	«Ф»-выведено
			SA8	Резерв	«Ф»-выведено
			SA31	Резерв	«Ф»-выведено
			SG1	Цепи переменного напряжения 1 СШ 110 кВ	Крышка установлена
			SG2	Цепи переменного напряжения 2 СШ 110 кВ	Крышка установлена
			SAC3	Фиксация ЧДА	
			SAC4	Выбор режима ЧДА	
			SA1	Работа 1 алгоритма ЧДА на пуск АКА 716-6 (пуск 6-й команды)	«1»-введено
			SA2	Работа 2 алгоритма ЧДА на пуск АКА 716-7 (пуск 7-й команды)	«1»-введено
			SA3	Работа 1 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 1 к-т защит	«Ф»-выведено
			SA4	Работа 1 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 2 к-т защит	«Ф»-выведено
			SA5	Работа 2 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 1 к-т защит	«Ф»-выведено
			SA6	Работа 2 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 2 к-т защит	«Ф»-выведено
			SA7	Работа 1 алгоритма ЧДА на пуск АКА 478-6 (пуск 6-й команды)	«1»-введено
			SA8	Работа 2 алгоритма ЧДА на пуск АКА 478-6 (пуск 6-й команды)	«1»-введено

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Ввод/вывод алгоритмов АОПО, ЧДА

Алгоритм	Обозначение ключа	Наименование ключа	Положение ключа	
			Алгоритм введен	Алгоритм выведен
АОПО ВЛ 110кВ Ижевская ТЭЦ-1 - Машзавод 1,2 цель	SA11	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Машзавод 1 цель (1 к. РЗА)	Включено	Отключено
	SA12	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Машзавод 2 цель (1 к. РЗА)	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA13	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Машзавод 1 цель.	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA15	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Машзавод 2 цель.	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA17	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 5ст. АОПО Машзавод 1 цель.	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA19	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 5ст. АОПО Машзавод 2 цель.	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA23	Действие на пуск ПРД АКА-478 кГц (команда №1) от 4ст. АОПО Машзавод 2 цель.	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA24	Запрет АПВ ЭВ 110 кВ Машзавод 2 цель от 6ст. АОПО Машзавод 2 цель	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA25	Отключение ЭВ 110 кВ Машзавод 1 цель от 6ст. АОПО Машзавод 1 цель	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA26	Отключение ЭВ 110 кВ Машзавод 2 цель от 6ст. АОПО Машзавод 2 цель	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA27	Запрет АПВ ЭВ 110 кВ Машзавод 1 цель от 6ст. АОПО Машзавод 1 цель	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA30	Действие на пуск ПРД АКА-478 кГц (команда №1) от 4ст. АОПО Машзавод 1 цель.	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA37	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Машзавод 1 цель (2 к. РЗА)	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA38	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Машзавод 2 цель (2 к. РЗА)	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
АОПО ВЛ 110кВ Ижевская	SA9	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 1 цель (1 к. РЗА)	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA10	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 2 цель (1 к. РЗА)	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA14	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Ижевск 1 цель.	1-вывод цепей в работу	0-вывод цепей из работы

ТЭЦ-1 - Ижевск 1,2 цель с от- пайками	SA16	ДРТ ПГУ-230 (ОГ 50 ИТЭЦ-1) от 2ст. АОПО Ижевск 2 цель.	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA18	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 4ст. АОПО Ижевск 1 цель.	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA20	Отключение ПГУ-230 ИТЭЦ-1 от 4ст. АОПО Ижевск 2 цель.	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA21	Действие на пуск ПРД АКА-716 кГц (команда №2) от 5ст. АОПО Ижевск 1 цель.	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA22	Действие на пуск ПРД АКА-716 кГц (команда №3) от 5ст. АОПО Ижевск 2 цель	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA35	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 1 цель (2 к. РЗА)	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA36	Отключение Г-9 от 3 ст. АОПО Ижевск 2 цель (2 к. РЗА)	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA1	Действие на пуск ПРД АКА-716 кГц (команда №6) от 1 го алгоритма ЧДА	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	SA2	Действие на пуск ПРД АКА-716 кГц (команда №7) от 2 го алгоритма ЧДА	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
	ЧДА 110кВ Ижевской ТЭЦ-1	SA3	Работа 1 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 1 к-т защит	1-ввод цепей в работу
SA4		Работа 1 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 2 к-т защит	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
SA5		Работа 2 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 1 к-т защит	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
SA6		Работа 2 алгоритма ЧДА на отключение Г-9 через 2 к-т защит	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
SA7		Действие на пуск ПРД АКА-478 кГц (команда №6) от 1 го алгоритма ЧДА	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
SA8		Действие на пуск ПРД АКА-478 кГц (команда №6) от 2 го алгоритма ЧДА	1-ввод цепей в работу	0-вывод цепей из работы
SAC4		Выбор алгоритма работы ЧДА	0- 1й алгоритм	1- 2й алгоритм
Условия ввода алго- ритмов ра- боты ЧДА 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1.	1й алгоритм работы ЧДА соответствует следующим режимам работ:			
	1. На Ижевской ТЭЦ-2 не менее трех ТГ при отключенной ПГУ Ижевской ТЭЦ-1, в отопительный или неотопительный период. 2. На Ижевской ТЭЦ-2 не менее трех ТГ в отопительный период при работающей ПГУ Ижевской ТЭЦ-1. 3. На Ижевской ТЭЦ-2 два ТГ в отопительный период, ПГУ Ижевской ТЭЦ-1 в работе. 4. На Ижевской ТЭЦ-2 два ТГ при отключенной ПГУ Ижевской ТЭЦ-1, в отопительный или неотопительный период.			
Внимание!!! При отключенной ПГУ ЧДА 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 вывести по команде диспетчера РДУ (на основании разрешенной диспетчерской заявки).				

	<p>2й алгоритм работы ЧДА соответствует следующим режимам:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. На Ижевской ТЭЦ-2 в работе один ТГ (ПГ-60) в отопительный и неоптоительный период, ПГУ Ижевской ТЭЦ-1 в работе (либо отключена). 2. На Ижевской ТЭЦ-2 двух ТГ в неоптоительный период, ПГУ Ижевской ТЭЦ-1 в работе. 3. На Ижевской ТЭЦ-2 в работе один ТГ (ПГ-100) в отопительный или неоптоительный период, ПГУ Ижевской ТЭЦ-1 в работе. 4. На Ижевской ТЭЦ-2 в работе один ТГ (ПГ-100) при отключенной ПГУ Ижевской ТЭЦ-1, в отопительный или неоптоительный период. 5. Для режима работы не менее трех ТГ в неоптоительный период, ПГУ Ижевской ТЭЦ-1 в работе. <p>Внимание!!! При отключенной ПГУ ЧДА 110 кВ Ижевской ТЭЦ-1 вывести по команде диспетчера РДУ (на основании разрешенной диспетчерской заявки).</p> <p>ЧДА 110 кВ вывести из работы перед выводом из работы (по команде диспетчера РДУ и/или на основании типового бланка переключений):</p> <p>ПРД АКА 478 кГ ц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цель ИЛИ АКА 488 кГ ц ВЛ 110 кВ Металлург – Машзавод I цель с отпайкой на ПС ГПП 3 ИЛИ ПРД АКА 716 кГ ц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цель.</p> <p>ЧДА 110 кВ ввести в работу после ввода в работу (по команде диспетчера РДУ и/или на основании типового бланка переключений):</p> <p>ПРД АКА 478 кГ ц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цель ИЛИ АКА 488 кГ ц ВЛ 110 кВ Металлург – Машзавод I цель с отпайкой на ПС ГПП 3 ИЛИ ПРД АКА 716 кГ ц ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цель.</p>
<p>АОПО</p>	<p>2. ступень АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск I цель с отпайками (в составе Комплексов автоматика №1 №2) вводится в работу по команде диспетчера Пермского РДУ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) При невозможности отключения Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 по любым причинам. 2. ступень АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Ижевск II цель с отпайками (в составе Комплексов автоматика №1 №2) вводится в работу по команде диспетчера Пермского РДУ: 1) При невозможности отключения Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 по любым причинам. 2. ступень АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод I цель (в составе Комплексов автоматика №1 №2) вводится в работу по команде диспетчера Пермского РДУ: 1) При невозможности отключения Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 по любым причинам. 2. ступень АОПО ВЛ 110 кВ Ижевская ТЭЦ-1 – Машзавод II цель (в составе Комплексов автоматика №1 №2) вводится в работу по команде диспетчера Пермского РДУ: 1) При невозможности отключения Блока 1 Ижевской ТЭЦ-1 по любым причинам.
<p>Примечание.</p>	<p><i>Если перед вводом в работу алгоритмов имеются светодiodы, сигнализирующие о работе алгоритмов, нажать кнопку SB1 – «Сброс сигнализации». Если после нажатия кнопки SB1 – «Сброс сигнализации» остались светящиеся светодiodы, то ввод алгоритма МКПА в работу должен быть отложен до выяснения причин работ алгоритмов персоналом ЭПП.</i></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. Неисправности МКПА и способы их устранения

Сообщение о неисправности (Сообщение восстановления исправного состояния)	Комментарии, способы устранения неисправности
Остановка CPU1(CPU1...CPU3)* (Работа CPU1) (Работа CPU1...CPU3)*	В резервированном МКПА данная неисправность не критическая. Резервированный шкаф МКПА сохраняет полную работоспособность на двух оставшихся в работе процессорных платах CPU. Причиной остановки платы CPU может быть повреждение файла конфигурации, повреждение модуля памяти памяти Soprast-Flash, неисправность процессорной платы. Требуется выяснение точной причины неисправности и восстановление конфигурации или замена неисправного модуля.
Остановка CPU Head4 (Работа CPU Head4)	Неисправность не критическая. Остановка процессорной платы МПУ (Head4) приводит к неработоспособности МПУ в части изменения уставок МКПА и просмотра переменных ПА, но не влияет на работоспособность функций ПА шкафа МКПА. Причиной остановки платы МПУ (Head4) может быть неисправность процессорной платы, требуется ее замена.
Источник питания I(2) отключен (Источник питания I(2) включен)	Неисправность не критическая. Шкаф МКПА сохраняет полную работоспособность при питании от одного источника питания. Причиной отключения источника питания может быть отсутствие основного или резервного питания шкафа МКПА от сети оперативного тока =220 В. Кроме этого, причиной отключения источника питания может быть его неисправность, в этом случае требуется его замена.
Неисправность питания платы DISO24 №1...5 (Питание платы DISO24 №1...5 в норме)	Неисправность критическая. Отсутствует питание плат гальванической развязки DISO24, что означает отсутствие входных дискретных сигналов МКПА. Причиной неисправности может быть замыкание во внешних цепях и перепорядочивание предохранителей на платах DISO24. Необходимо устранить причину замыкания во внешних цепях, проверить целостность предохранителей на платах DISO24, при необходимости заменить их (номинал 1 А).
Превышена постоянная составляющая в каналах АЦП (Постоянная составляющая в каналах АЦП в норме)	Неисправность критическая. Требуется более детальная диагностика с помощью команды SignW «Текущее состояние». Анализировать постоянную составляющую в синусоидальных сигналах (токах и напряжениях), ориентируясь на значения «АЦП» в дорожке аналогового сигнала. Разница модулей максимального и минимального значений синусоиды не должна превышать 2000 отсчетов АЦП. Причиной неисправности могут быть неисправность платы АЦП, неисправность модулей нормализации токов и напряжений.
Неисправность вентиляторов * (Исправность вентиляторов)	Неисправность не критическая. Резервированный шкаф МКПА сохраняет полную работоспособность при отказе до 3-х вентиляторов из 4-х, установленных в процессорном шасси. Причиной является неисправность вентиляторов, требуется их замена.
Превышение температуры * (Температура в норме)	Неисправность не критическая. Температура внутри процессорного шасси выше порога сигнализации, при этом резервированный шкаф МКПА сохраняет полную работоспособность. Вместе с тем, для снижения температуры внутри шасси требуется более детальная диагностика: проверка загрязненности фильтра вентиляторов, исправности вентиляторов, значения температуры окружающего воздуха.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Беркович, М.А. Основы автоматики энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 432с.
2. Любарский, Д.Р. Программно-технические средства противоаварийного управления локального уровня / Д.Р. Любарский.– М.: Энергоатомиздат, 2005. – 104 с.
3. Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / Н.И. Овчаренко; под ред. чл.-кор. РАН, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 476 с.
4. Окин, А.А. Противоаварийная автоматика / А.А. Окин. – М.: МЭИ, 1996. – 112 с.
5. Окин, А.А. Противоаварийное управление в ЕЭС России / А.А. Окин, В.А. Семенов. Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: – Издательство МЭИ, 1996. – 156с.
6. Совалов, С.А., Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 394 с.
7. ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения/ Дата введения 2017-03-01.
8. ГОСТ Р 55105-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования / Дата введения 2020-03-01.
9. Инструкция по обслуживанию локальных устройств и комплексов противоаварийной автоматики энергосистемы Удмуртской республики / филиал АО «СО ЕЭС» РДУ энергосистемами Пермского края, Удмуртской республики и Кировской области. – Пермь, 2021. – 118 с.
10. Инструкция № 39-Э ПГУ по оперативному обслуживанию комплектов автоматики №1,2 (МКПА), МКПА-2/ Удмуртский филиал Тепло плюс. – Ижевск, 2021. – 21с.
11. Методические указания по устойчивости энергосистем/ Утвержден приказом Минэнерго Российской Федерации от 30.06.2003 № 277.– М.: Минэнерго России, 2003. – 10с.
12. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России / Утверждены Приказом ОАО «СО ЕЭС» от 11.02.2008 г., № 57. – М.: 2008. – 62 с.
13. Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по

настройке устройств релейной защиты и автоматики/ Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №100 // Зарегистрировано в Минюсте России 14 марта 2019 г. N 54037. – М.: 2019. – 18 с.

14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации/ Утвержден приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 // Зарегистрирован Минюстом России 20.06.2003 № 4799.

15. Сайт инженерной компании «Прософт-Системы». [Электронный ресурс] (<https://www.prosoftsystems.ru>). Просмотрено: 01.10.2021.

16. СТО 17330282.29.240.004-2008. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем / Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» // Утвержден приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 321 М.: 2008. – 49 с.

17. СТО 59012820.29.240.001-2010 Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка) / Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» // Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 509. – М.: 2009. – 21с.

18. СТО 56947007-29.120.70.042-2010. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами / Дата введения: 30.03.2010. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 17с.

19. СТО 56947007-29.240.043-2010 Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов / Утвержден приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.04.2010 // Дата введения 21.04.2010. – М.: 2010. – 25 с.

20. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования / Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 №102. – М.: 2011. – 34с.

21. СТО 56947007-33.040.20.123-2012. Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА) / Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» // Дата введения: 24.05.2012. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 71 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	3
БУКВЕННЫЕ СОКРАЩЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭНЕРГООБЪЕКТОВ	6
ВВЕДЕНИЕ	9
1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ	13
Контрольные вопросы к разделу 1	15
2. СТРУКТУРА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГООБЪЕКТА [15]	16
Контрольные вопросы к разделу 2	17
3. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1	20
3.1. Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) и частотная делительная автоматика (ЧДА), автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО), устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд (УПАСК)	20
3.1.1. Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) и частотная делительная автоматика (ЧДА)	20
3.1.2. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО).	22
3.1.3. Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).	23
3.2. Размещение и алгоритмы устройств противоаварийной автоматики Ижевской ТЭЦ-1 [9, 10]	26
3.2.1. Размещение и алгоритмы частотной делительной автоматики	26
3.2.2. Размещение и алгоритмы автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО)	32
3.3. Устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). Ижевской ТЭЦ-1	37
Контрольные вопросы к разделу 3	37
4. УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1 [9, 10]	39
4.1. Устройство и обслуживание комплексов МКПА и МКПА-2	39
4.1.1. Устройство и работа МКПА и МКПА-2	39
4.1.2. Оперативное обслуживание МКПА	46
4.1.3. Работы по техническому обслуживанию устройств МКПА	48
4.1.4. Требования по охране труда и пожарной безопасности	48
4.2. Устройство и обслуживание УПАСК	49
4.2.1. Общие указания по обслуживанию УПАСК	49
4.2.2. Порядок ввода в работу и вывода из работы УПАСК	50
4.2.3. Оформление и порядок допуска к работам на УПАСК	52
Контрольные вопросы к разделу 4	52
ПРИЛОЖЕНИЕ	55
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. КОМПЛЕКС ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ МКПА [15]	56
1.1. Основные функции	56
1.2. Основные преимущества	57
1.3. Основные технические характеристики	57
1.4. Среда для разработки пользовательских алгоритмов	57
1.5. Устойчивость к сейсмическим нагрузкам	58
1.6. Поддерживаемые протоколы	58

1.7. Габаритные и установочные размеры МКПА	58
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КОМПЛЕКС ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ МКПА-2 [15]	59
2.1. Основные функции	59
2.2. Основные преимущества	60
2.3. Основные технические характеристики	60
2.4. Питание	61
2.5. Габаритные и установочные размеры	61
2.6. Масса	61
2.7. Рабочая температура	61
2.8. Среда для разработки пользовательских алгоритмов	61
2.9. Устойчивость к сейсмическим нагрузкам	61
2.10. Устройство и принцип работы	61
2.11. Заключение ПАО «ФСК ЕЭС»	62
2.12. Габаритные и установочные размеры МКПА-2	62
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 СТРУКТУРА РЗ И ПА ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1	63
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. УПАСК АКА «КЕДР»	64
4.1. Назначение АКА «КЕДР»	64
4.2. Возможности АКА «КЕДР»	64
4.3. Контроль состояния	64
4.4. Дополнительные возможности АКА «КЕДР»	65
4.5. Модификации исполнения АКА «КЕДР»	65
4.6. Эксплуатационные характеристики АКА «КЕДР»	65
4.7. Совместимость	65
4.8. Показатели ЭМС АКА «КЕДР»	65
4.9. Электропитание	66
4.10. Климатическое исполнение АКА «КЕДР»	66
4.11. Устойчивость к механическим воздействиям АКА «КЕДР»	66
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. НОРМАЛЬНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ КОМПЛЕКТОВ АВТОМАТИКИ №1(2) (МКПА), МКПА-2 ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1	67
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ВВОД/ВЫВОД АЛГОРИТМОВ АОПО, ЧДА	69
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. НЕИСПРАВНОСТИ МКПА И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ	72
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	73

Учебное издание

Авторы-составители:

Хорьков Сергей Алексеевич,
Преснухин Виктор Константинович,
Зарипов Тимур Фаритович

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ИЖЕВСКОЙ ТЭЦ-1

Подписано в печать 26.10.2021. Формат 60x84¹/₁₆.

Усл. печ. л. 4,4. Уч.-изд. л. 3,4.

Тираж 100 экз. Заказ № 1979.

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп.4, каб. 207
Тел./факс.: +7 (3412) 500-295, e-mail: editorial@udsu.ru

Типография Издательского центра
«Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 2.
Тел. 68-57-18, 91-73-05