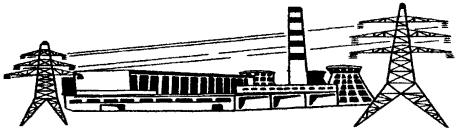
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНЫМ ОБЪЕМОМ РЕЗЕРВНЫХ АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КОТЛОТУРБИННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ТЭС, ОСНАЩЕННЫМ АСУ ТП

РД 153-34.1-35.523-2002



Москва СПО ОРГРЭС 2003

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНЫМ ОБЪЕМОМ РЕЗЕРВНЫХ АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КОТЛОТУРБИННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ТЭС, ОСНАЩЕННЫМ АСУ ТП

РД 153-34.1-35.523-2002

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2003

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *И.В. БОРОДКИН, В.В. БУТЕНКО*

Утверждено Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 05.09.2002 г.

Первый заместитель начальника *А.П. ЛИВИНСКИЙ*

РД издан по лицензионному договору с РАО "ЕЭС России".

Срок первой проверки настоящего РД – 2008 г., периодичность проверки – один раз в 5 лет.

Ключевые слова: АСУ ТП, аппаратные средства, резервное управление, аварийное управление.

© СПО ОРГРЭС, 2003

УДК 621.311

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНЫМ ОБЪЕМОМ РЕЗЕРВНЫХ АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КОТЛОТУРБИННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ТЭС, ОСНАЩЕННЫМ АСУ ТП

РД 153-34.1-35.523-2002
Введено впервые

Дата введения $\frac{2003 - 09 - 01}{\text{год} - \text{месяц} - \text{число}}$

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 В действующих нормативных документах [2, 15, 16, 17] не определен объем резервного контроля и управления, реализованных на аппаратных средствах, при оснащении котлотурбинного оборудования ТЭС современными АСУ ТП, построенными на базе программно-технических комплексов.

1.2 Методические указания систематизируют подходы к определению необходимого объема оснащения АСУ ТП ТЭС резервными аппаратными средствами контроля и управления и определяют оптимальную степень резервирования на случай отказа ПТК и возникновения других экстремальных ситуаций.

1.3 В настоящих Методических указаниях приняты следующие сокращения:

АВР – автоматическое включение резерва;

АПУ – аварийный пульт контроля и управления;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

Издание официальное

Настоящий РД не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения организации-разработчика

БП – блок питания;
БРОУ – быстродействующая редукционно-охладительная установка;
БЩУ – блочный щит управления;
ВПУ – валоповоротное устройство;
ГПЗ – главная паровая задвижка;
ГРП – газораспределительный пункт;
ГрЩУ – групповой щит управления;
ЗО – запорный орган;
ЗУ – запальное устройство;
ИПУ – импульсно-предохранительное устройство (котла);
ИУ – исполнительное устройство (арматура, механизм);
МВ – мельничный вентилятор;
МНС – маслонасос смазки подшипников турбины;
МНУ – маслонасос уплотнений вала генератора;
МПК – микропроцессорный контроллер;
МСН – механизм собственных нужд;
МУТ – механизм управления турбиной;
МЩУ – местный щит (шкаф) управления;
ОТ – оператор-технолог;
ПВД – подогреватель высокого давления;
ПЗК – предохранительно-запорный клапан;
Пр – процессор;
ПТК – программно-технический комплекс;
ПТН – питательный турбонасос;
ПЭН – питательный электронасос;
РАСКУ – резервные аппаратные средства контроля и управления;
РК – регулирующий клапан;
РС – рабочая станция;
СК – стопорный клапан;
ТЗ – технологическая защита;
ТЭС – теплоэлектростанция;
УБП – устройство бесперебойного питания;
УСО – устройство связи с объектом;
ЦЩУ – центральный щит управления;

ШБМ – шаровая барабанная мельница;
ШПСУ – шнековый питатель сырого угля;
ЩУ – щит управления (блочный, групповой);
ЭМВ – электромагнитный выключатель турбины;
ЭЧСР – электронная часть системы регулирования (турбины);
AC – переменный ток;
DC – постоянный ток;
VAC – напряжение переменного тока;
VDC – напряжение постоянного тока.

2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1 Настоящие Методические указания распространяются на современные АСУ ТП котлотурбинного оборудования ТЭС, построенные с применением ПТК, соответствующих техническим требованиям к ПТК [1].

2.2 Современные АСУ ТП обладают высокой надежностью за счет структурных, программных и технических решений, обеспечивающих необходимую и достаточную степень резервирования ПТК. Краткое описание структуры ПТК современной АСУ ТП ТЭС приведено в приложении А.

2.3 Резервные аппаратные средства контроля и управления являются дополнением к АСУ ТП и обеспечивают вместе с ней необходимую надежность управления и контроля технологическими процессами во всех режимах, включая аварийные, послеаварийные и экстремальные.

2.4 Приведенный в настоящих Методических указаниях объем РАСКУ ориентирован на типовую структуру АСУ ТП (см. приложение А) и является минимальным. В случае применения в АСУ ТП ПТК с меньшим объемом резервирования объем РАСКУ должен быть расширен в зависимости от уровня надежности ПТК.

2.5 Методическими указаниями следует руководствоваться при разработке и проектировании АСУ ТП ТЭС с применением ПТК отечественного или зарубежного производства.

3 НАЗНАЧЕНИЕ РЕЗЕРВНЫХ АППАРАТНЫХ СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

3.1 Резервные аппаратные средства контроля и управления предназначены для надежного и безопасного останова котлотурбинного оборудования ТЭС в случаях отказов ПТК, исчезновения напряжения собственных нужд котлотурбинного оборудования, возникновения других экстремальных ситуаций: пожара, угрожающего персоналу или оборудованию, землетрясения (для сейсмоопасных районов).

3.2 Оперативные агрегаты и приборы РАСКУ размещаются по месту, на МЩУ и на БЩУ (ГрЩУ).

3.3 Оперативные органы и приборы РАСКУ, размещаемые по месту и на МЩУ, предназначены для контроля и локализации аварии отдельных технологических агрегатов или узлов, а также для управления ИУ после аварийного останова (например, ВПУ турбины).

3.4 Оперативные аппаратные средства, размещаемые на ЩУ, могут компоноваться на отдельном пульте управления и (или) панели и в совокупности образуют подсистему, называемую АПУ, который расположен в оперативном контуре и является одним из компонентов АРМ ОТ котельного и (или) турбинного отделений.

Для блочных установок АПУ котельного и турбинного отделений могут быть совмещены в одном устройстве.

3.5 При отказах ПТК 1-й степени (см. приложение А) останов оборудования не требуется, так как в ситуациях, приводящих к срабатыванию ТЗ, оно будет остановлено подсистемой штатных ТЗ, реализованных в находящихся в работе стойках нижнего уровня ПТК.

В случае же отклонения за допустимые пределы значений параметров, по которым не предусмотрены автоматические защиты, оборудование может быть остановлено оператором воздействием на соответствующий орган управления АПУ по штатным программам ТЗ, реализованных в ПТК.

3.6 При отказах ПТК 2-й степени (см. приложение А), исчезновении напряжения собственных нужд, возникнове-

нии экстремальных ситуаций оператор должен остановить оборудование соответствующими органами управления АПУ, действующими через ПТК и (или) помимо ПТК на управление ИУ.

3.7 В объем органов управления АПУ должны входить также средства, предоставляющие возможность управления состоянием отдельных ИУ, обеспечивающих безопасное состояние технологического оборудования после аварийного останова (например, управление МНС).

3.8 После воздействия на органы управления АПУ оператор должен иметь возможность оценить правильность и полноту выполнения операций по индикаторам состояния ИУ.

4 ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ АПУ

4.1 Аварийный пульт контроля и управления должен иметь минимальное, необходимое и достаточное количество органов управления, имеющих следующее технологическое назначение:

4.1.1 Останов котла, турбины, блока (оперативное и аварийное управление).

4.1.2 Управление ИПУ (котла, турбины с противодавлением).

4.1.3 Отключение основных технологических потоков, которое выполняют ТЗ основного оборудования в соответствии с [3-9] (всех видов топлива и питательной воды к котлу, питательной воды и собственного конденсата к впрыскам, пара к турбине, пара из отборов турбины и к потребителям).

Как правило, отключение технологических потоков должно производиться не менее чем в двух сечениях.

4.1.4 Отключение функциональных узлов, имеющих самостоятельные локальные защиты (ПВД, ПТН, ПЭН).

4.1.5 Ключи экстренного действия ("Пожар" и срыв вакуума [10], управление аварийным сливом из барабана котла, управление МУТ и регулируемыми отборами).

4.1.6 Управление механизмами, обеспечивающими безопасный останов оборудования и его работу после останова (МНС и МНУ).

Примечание – Средства управления ЭЧСР турбины устанавливаются на АПУ в объеме, указанном заводами-изготовителями.

4.2 Органы управления АПУ разделяются по формированию команд на три группы.

4.2.1 К первой группе относятся органы управления, команды от которых поступают только в реализованные в ПТК алгоритмы ТЗ.

4.2.2 Ко второй группе относятся органы управления, команды от которых поступают в реализованные в ПТК алгоритмы ТЗ и непосредственно (помимо ПТК) в схемы управления ИУ. Должно быть предусмотрено разделение цепей, идущих от одного органа управления в ПТК и на ИУ.

Разделение цепей может быть выполнено посредством установки реле-повторителей в схеме формирования команд АПУ, сигналы от которых поступают в ПТК.

4.2.3 К третьей группе относятся органы управления, команды от которых поступают непосредственно (помимо ПТК) в схемы управления ИУ.

4.2.4 Информация об изменении состояния всех органов управления АПУ поступает в ПТК для регистрации.

4.3 Органы управления АПУ совместно со схемами управления ИУ формируют команды на ИУ и обеспечивают блокирование команд ПТК противоположного направления, поступающие в схемы ИУ.

Для формирования команд с АПУ на ИУ целесообразно использовать непосредственно пакеты ключей управления. При необходимости их размножения (при большом количестве ИУ, получающих команды от одного ключа) используются реле в схеме формирования команд АПУ.

4.4 В схеме формирования команд АПУ в соответствии с директивными документами предусматриваются блокировки (например, при установке ключа в положение "Пожар" запрещается включение МНС).

4.5 Схема формирования команд АПУ должна иметь питание 220 VDC от аккумуляторной батареи.

4.6 Рядом с ключами управления ИУ устанавливаются индикаторы их состояния.

4.7 Рекомендации по оснащению АПУ органами управления для различных типов котлотурбинного оборудования приведены в приложении Б.

5 ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ АПУ

5.1 Объем приборов контроля АПУ должен быть минимальным и достаточным для обеспечения контроля основных параметров технологического процесса во время останова оборудования органами управления АПУ и после аварийного останова.

5.2 На АПУ котельного отделения должны отображаться значения следующих технологических параметров:

– погасание и потускнение (для пылеугольных котлов) факела в топке (могут использоваться сигнализаторы контроля факела или приборы с нормированным входным сигналом, если контроллеры факела имеют токовый выход);

– давление газа за регулирующим клапаном;

– давление мазута за регулирующим клапаном;

– уровень в барабане котла (для котлов с естественной циркуляцией) с выполнением коррекции по давлению или температуре в барабане;

– давление в барабане котла (для котлов с естественной циркуляцией);

– давление в топке (для газоплотных котлов);

– давление перед встроенными задвижками (для прямоточных котлов);

– расход питательной воды в котел (для прямоточных котлов).

5.3 На АПУ турбинного отделения (или общем АПУ для котельного и турбинного отделений) должны отображаться значения следующих технологических параметров:

— давление масла на смазку подшипников турбогенератора;

— давление в конденсаторе турбины (кроме турбин с противодавлением);

— давление пара на выхлопе турбины (для турбин с противодавлением);

— перепад давлений на последней ступени турбины (для турбин с противодавлением);

— обороты ротора турбины;

— разность расширений роторов и цилиндров турбины.

Примечания

1 В случае комплектной поставки системы контроля механических величин турбины (аппаратура "Вибробит", "Каскад", "Актив" и т.п.) с входящими в комплект показывающими приборами они могут быть установлены на отдельной панели механических величин турбины в оперативном контуре ЩУ.

2 Средства контроля ЭЧСР турбины устанавливаются на АПУ в объеме, указанном заводом-изготовителем.

5.4 На АПУ, как правило, следует устанавливать узкопрофильные или малогабаритные приборы с устройствами сигнализации. К приборам подключаются индивидуальные датчики, не связанные с ПТК.

5.5 Электропитание приборов контроля АПУ и связанных с ними датчиков должно выполняться с применением устройств бесперебойного питания, обеспечивающих работоспособность системы резервного контроля при исчезновении напряжения собственных нужд.

6 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА АПУ

6.1 На АПУ выполняется:

— сигнализация аварийных ситуаций по п. 3.1;

— сигнализация перевода ключей АПУ котла и (или) турбины в "активное" положение;

— предупредительная и (или) аварийная сигнализация по технологическим параметрам, измеряемым на АПУ;

— сигнализация отсутствия питания приборов АПУ;

– сигнализация отсутствия питания схемы формирования команд АПУ.

Дополнительно может выполняться предупредительная и аварийная сигнализация на панели механических величин (см. примечание 1 к п. 5.3) в объеме, определяемом поставкой и возможностями системы контроля.

6.2 Сигнализация выполняется на напряжении 220 или 24 VDC от аккумуляторной батареи.

7 РЕЗЕРВНЫЕ (АВАРИЙНЫЕ) СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ, УСТАНАВЛИВАЕМЫЕ НА МЩУ И ПО МЕСТУ

7.1 У МСН устанавливаются кнопки аварийного отключения в соответствии с Правилами [11] с вводом информации о нажатии кнопок в ПТК.

7.2 Объем управления арматурой газа и мазута с МЩУ и по месту выполняется в соответствии с [12, 13, 14].

7.3 В соответствии с требованиями заводов-изготовителей для МСН, поставляемых вместе со шкафами управления, устанавливаемыми по месту, предусматривается управление МСН по месту (например, для ВПУ турбины).

7.4 Объем контроля котлотурбинным оборудованием по месту выполняется в соответствии с [15, 16].

7.5 Объем контроля и сигнализации на МЩУ ГРП для энергоблоков 800 МВт и выше выполняется в соответствии с Правилами [12].

Приложение А

(рекомендуемое)

СТРУКТУРА ПТК СОВРЕМЕННОЙ АСУ ТП ТЭС

Современные АСУ ТП ТЭС, в основном, строятся в соответствии с типовой структурой ПТК, приведенной на рисунке А.1 (см. вклейку).

Особенностью такой структуры является повышенная надежность реализации наиболее ответственных функций, определяющих жизнеспособность ПТК, а также обеспечения контроля за состоянием технологического оборудования и управления наиболее ответственными ИУ.

Повышенная надежность обеспечивается:

– резервированием обрабатывающих процессоров контроллеров, выполняющих наиболее ответственные функции контроля за состоянием технологического оборудования и управления исполнительными устройствами;

– резервированием модулей или каналов ввода и вывода информации;

– резервированием источников питания контроллеров;

– резервированием системной цифровой шины и всех устройств, обеспечивающих ее функционирование;

– резервированием электропитания компонентов ПТК, т.е. устройства ПТК питаются от двух источников напряжения – станционной секции 0,4 кВ питания собственных нужд и источника постоянного тока: МПК – от станционной аккумуляторной батареи, компьютеры верхнего уровня – от УБП с аккумуляторной поддержкой;

– реализацией функций АРМ эксплуатационного персонала на нескольких независимых РС, при этом задачи оперативного контроля и управления реализуются в полном объеме на каждой из РС, устанавливаемых на постах управления;

– резервированием архивных серверов;

– относительной функциональной независимостью отдельных МПК, т.е. решением ответственных задач в нескольких контроллерах, при этом в каждом из МПК реализуется

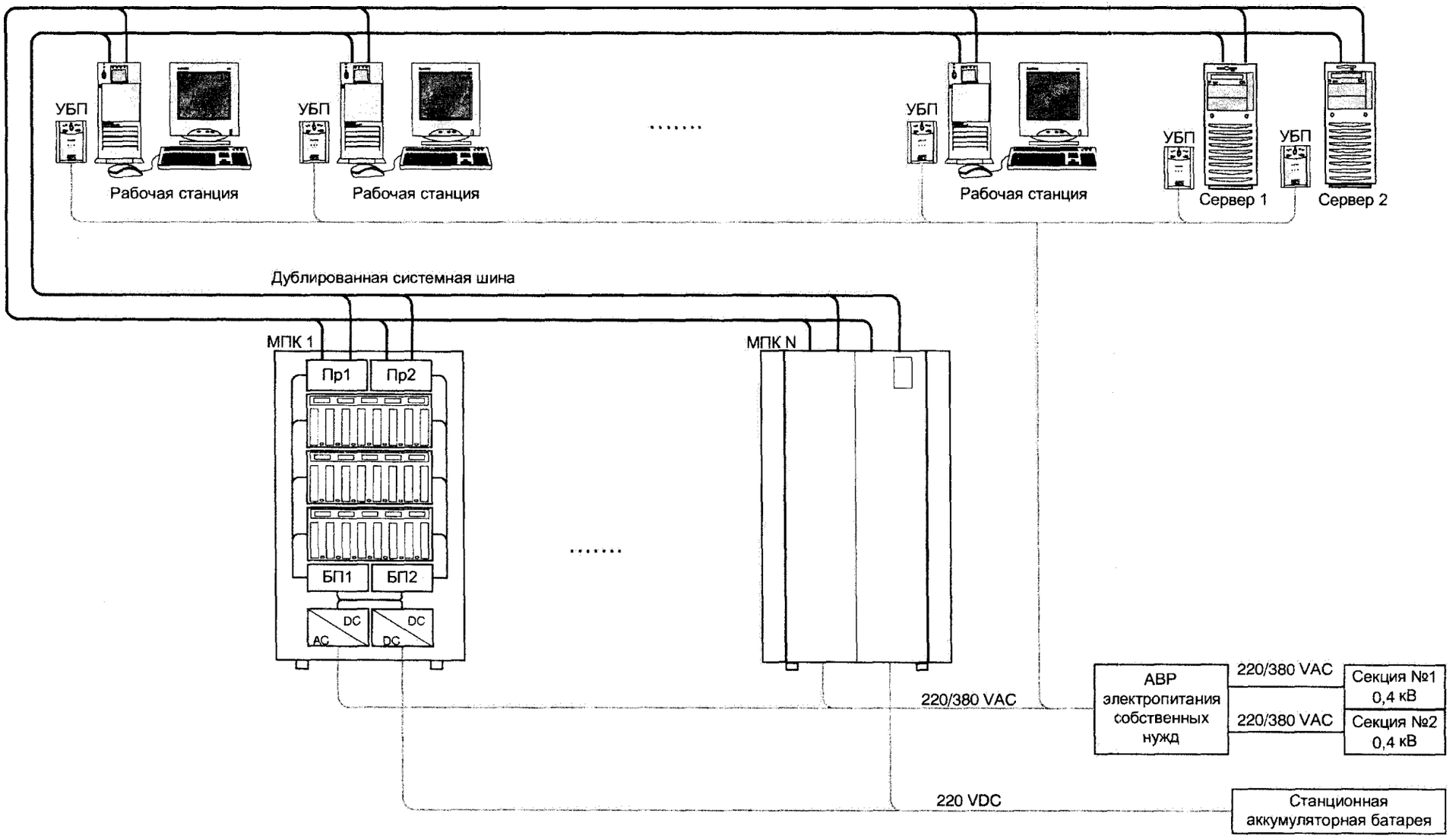


Рисунок А.1 – Типовая структура ПТК АСУ ТП ТЭС

полный объем задач, необходимых для надежного контроля и управления функционально законченным технологическим агрегатом, узлом.

Таким образом, отказы одного компонента МПК, одного источника питания, одного сегмента системной шины, одного компьютера АРМ оператора и т.д. в любых сочетаниях не приводят к полной потере контроля за состоянием технологического оборудования и управления наиболее ответственными ИУ (отказы ПТК 1-й степени).

Глобальные отказы ПТК (отказы 2-й степени): отказ всех операторских станций в оперативном контуре ЩУ, отказ обоих сегментов системной шины, отказ одной или нескольких стоек нижнего уровня, — маловероятны, но принципиально возможны.

Приложение Б

(рекомендуемое)

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОСНАЩЕНИЮ АПУ ОРГАНАМИ УПРАВЛЕНИЯ

Таблица Б.1 – Блок 210 МВт с барабанным котлом ТГМЕ-206 и турбиной К-210-130 (топливо – газ, мазут)

Наименование ключа, кнопки	Команды АПУ	
	в ПТК	в схемы управления ИУ
1. Аварийное управление котельным оборудованием		
1.1. Кнопка аварийного останова котла	В алгоритм ТЗ останова котла, информация о состояниях кнопки	–
1.2. Ключ аварийного отключения газа	В алгоритм ТЗ отключения газа, информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ПЗК на подводе газа к котлу (импульсная); – ЗО на подводе газа к котлу; – ЗО на подводе газа к ЗУ
1.3. Ключ аварийного отключения мазута	В алгоритм ТЗ отключения мазута, информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ПЗК на подводе мазута к котлу (импульсная); – ЗО на подводе мазута к котлу; – ЗО на линии рециркуляции мазута из котла
1.4. Ключ управления ЗО аварийного слива из барабана котла	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие ЗО аварийного слива из барабана котла и блокирование команд ПТК противоположного направления

1.5. Ключ закрытия ЗО на линиях впрысков	Информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ЗО на линиях впрыска питательной воды; – ЗО на линиях впрысков собственного конденсата
1.6. Ключ управления ИПУ (1-я группа)	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие ИПУ котла
1.7. Ключ управления ИПУ (2-я группа)	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие ИПУ котла
2. Аварийное управление оборудованием машзала		
2.1. Ключ аварийного останова турбины	В алгоритм ТЗ останова турбины, информация о состояниях ключа	1) Закрытие стопорных и регулирующих клапанов турбины (импульсная команда на ЭМВ турбины) 2) Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ГПЗ; – байпасов ГПЗ
2.2. Ключ «Пожар»	В алгоритм ТЗ останова турбины, информация о состояниях ключа	Запрет включения МНС (см. пп. 2.9, 2.10 и 2.11)
2.3. Ключ срыва вакуума	Информация о состояниях ключа	1) Открытие ЗО срыва вакуума, если стопорные клапаны турбины закрыты и генератор отключен от сети; блокирование команды ПТК «закрыть» 2) Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть» парового ЗО БРОУ
2.4. Ключ закрытия обратных клапанов турбины	Информация о состояниях ключа	Открытие соленоидных вентилей управления обратными клапанами турбины (команда заданной продолжительности)

Окончание таблицы Б.1

Наименование ключа, кнопки	Команды АПУ	
	в ПТК	в схемы управления ИУ
2.5. Ключ отключения ПВД	В алгоритм ТЗ отключения ПВД, информация о состояниях ключа	1) Открытие и блокирование команды ПТК «закрыть»: – ЗО управления впускными клапанами ПВД; – ЗО на байпасе ПВД по питательной воде 2) Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ЗО на входе питательной воды в ПВД; – ЗО на выходе питательной воды из ПВД; – ЗО на паре к ПВД
2.6. Ключ отключения ПЭН-А	В алгоритм ТЗ отключения ПЭН-А, информация о состояниях ключа	Отключение ПЭН-А (импульсное) и блокирование команды ПТК «включить»
2.7. Ключ отключения ПЭН-Б	В алгоритм ТЗ отключения ПЭН-Б, информация о состояниях ключа	Отключение ПЭН-Б (импульсное) и блокирование команды ПТК «включить»
2.8. Ключ отключения ПЭН-В	В алгоритм ТЗ отключения ПЭН-В, информация о состояниях ключа	Отключение ПЭН-В (импульсное) и блокирование команды ПТК «включить»
2.9. Ключ управления МНС пускового	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНС (импульсное) и блок ирование команд ПТК противоположного направления. При установке ключа в положение «Пожар» (см. п. 2.2), после закрытия СК турбины и отключении генератора от сети через 60 с запрещается включение МНС
2.10. Ключ управления МНС резервного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНС (импульсное) и блокирование команд ПТК противоположного направления. При установке ключа в положение «Пожар» (см. п. 2.2), после закрытия СК турбины и отключении генератора от сети через 60 с запрещается включение МНС

2.11. Ключ управления МНС аварийного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНС (импульсное) и блокирование команд ПТК противоположного направления. При установке ключа в положение «Пожар» (см. п. 2.2), после закрытия СК турбины и отключении генератора от сети через 60 с запрещается включение МНС
2.12. Ключ управления МНУ резервного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНУ (импульсное) и блокирование команд ПТК противоположного направления
2.13. Ключ управления МНУ аварийного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНУ (импульсное) и блокирование команд ПТК противоположного направления
2.14. Ключ управления МУТ	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие РК турбины. В нейтральном положении ключа – управление от ПТК
2.15. Переключатель скорости МУТ	Информация о состояниях ключа	1) В положении «низкая скорость» – управление МУТ ключом на низкой скорости 2) В положении «высокая скорость» – управление МУТ ключом на высокой скорости

Таблица Б.2 – Котел с шаровыми барабанными мельницами (основное топливо – уголь, растопочное – мазут)

Наименование ключа, кнопки	Команды АПУ	
	в ПТК	в схемы управления ИУ
1. Кнопка аварийного останова котла	В алгоритм ТЗ останова котла, информация о состояниях кнопки	–
2. Ключ аварийного отключения мазута и газа к ЗУ	В алгоритм ТЗ отключения мазута, информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ПЗК на подводе мазута к котлу (импульсная); – ЗО на подводе мазута к котлу; – ЗО на линии рециркуляции мазута из котла; – ЗО на подводе газа к ЗУ
3. Ключ аварийного отключения пылесистемы «А»	В алгоритм ТЗ отключения пылесистемы «А», информация о состояниях ключа	Отключение (импульсное) и блокирование команды ПТК «включить»: – ШБМ-А; – МВ-А; – ШПСУ-А; – пылепитателей пылесистемы «А»
4. Ключ аварийного отключения пылесистемы «Б»	В алгоритм ТЗ отключения пылесистемы «Б», информация о состояниях ключа	Отключение (импульсное) и блокирование команды ПТК «включить»: – ШБМ-Б; – МВ-Б; – ШПСУ-Б; – пылепитателей пылесистемы «Б»

5. Ключ управления ЗО аварийного слива из барабана котла	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие ЗО аварийного слива из барабана котла и блокирование команд ПТК противоположного направления
6. Ключ закрытия ГПЗ-1	Информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ГПЗ-1А; – ГПЗ-1Б
7. Ключ закрытия ЗО на подводе питательной воды к котлу	Информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть» ЗО на линии подвода питательной воды к котлу
8. Ключ закрытия ЗО на линиях впрысков	Информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ЗО на линии впрысков питательной воды; – ЗО на линии впрысков собственного конденсата
9. Ключ управления контрольным ИПУ-147	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие ИПУ котла
10. Ключ управления рабочим ИПУ-167л	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие ИПУ котла
10. Ключ управления рабочим ИПУ-167п	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие ИПУ котла

Таблица Б.3 – Турбина с противодавлением

Наименование ключа, кнопки	Команды АПУ	
	в ПТК	в схемы управления ИУ
1. Ключ аварийного останова турбины	В алгоритм ТЗ останова турбины, информация о состояниях ключа	1) Закрытие стопорных и регулирующих клапанов турбины (импульсная команда на ЭМВ турбины) 2) Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ГПЗ; – байпаса ГПЗ
2. Ключ «Пожар»	В алгоритм ТЗ останова турбины, информация о состояниях ключа	Запрет включения МНС (см. пп. 7, 8 и 9)
3. Ключ закрытия обратных клапанов турбины	Информация о состояниях ключа	Открытие соленоидных вентилей управления обратными клапанами турбины (команда заданной продолжительности)
4. Ключ отключения ПВД	В алгоритм ТЗ отключения ПВД, информация о состояниях ключа	1) Открытие и блокирование команды ПТК «закрыть» ЗО управления впускными клапанами ПВД 2) Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть»: – ЗО на входе питательной воды в ПВД; – ЗО на выходе питательной воды из ПВД; – ЗО на подводе пара к ПВД
5. Ключ управления предохранительными клапанами противодавления	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие импульсных клапанов управления предохранительными клапанами противодавления
6. Ключ закрытия ЗО на линиях пара на производство	Информация о состояниях ключа	Закрытие и блокирование команды ПТК «открыть» ЗО на линиях пара на производство

7. Ключ управления МНС пускового	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНС (импульсное) и блокирование команд ПТК противоположного направления. При установке ключа в положение «Пожар» (см. п. 2), после закрытия СК турбины и отключении генератора от сети через 60 с запрещается включение МНС
8. Ключ управления МНС резервного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНС (импульсное) и блокирование команд ПТК противоположного направления. При установке ключа в положение «Пожар» (см. п. 2), после закрытия СК турбины и отключении генератора от сети через 60 с запрещается включение МНС
9. Ключ управления МНС аварийного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНС (импульсное) и блокирование команд ПТК противоположного направления. При установке ключа в положение «Пожар» (см. п. 2), после закрытия СК турбины и отключении генератора от сети через 60 с запрещается включение МНС
10. Ключ управления МНУ резервного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНУ (импульсное) и блокирование команды ПТК противоположного направления
11. Ключ управления МНУ аварийного	Информация о состояниях ключа	Включение и отключение МНУ (импульсное) и блокирование команды ПТК противоположного направления
12. Ключ управления МУТ	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие РК турбины. В нейтральном положении ключа – управление от ПТК
13. Переключатель управления МУТ	Информация о состояниях ключа	1) В положении «ГрЩУ» – управление МУТ с пульта ГрЩУ и от ПТК 2) В положении «ЦЩУ» – управление МУТ с пульта ЦЩУ
14. Ключ регулятора давления на выхлопе турбины	Информация о состояниях ключа	Открытие и закрытие диафрагмы на выхлопе турбины. В нейтральном положении ключа – управление от ПТК

Список использованной литературы

1. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций: РД 153-34.1-35.127-2002.– М.: СПО ОРГРЭС, 2002.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95.– М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
3. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования моноблоков с прямоточными котлами (для оборудования, проектируемого с 1997 г.): РД 34.35.133-95.– М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
4. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блочных установок с прямоточными котлами (для оборудования, спроектированного до 1997 г.): РД 153-34.1-35.114-00.– М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
5. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блоков с барабанными котлами (для оборудования, проектируемого с 1997 г.): РД 34.35.132-95.– М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
6. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блочных установок с барабанными котлами (для оборудования, спроектированного до 1997 г.): РД 153-34.1-35.115-2001.– М.: СПО ОРГРЭС, 2001.
7. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов (для оборудования, проектируемого с 1997 г.): РД 34.35.131-95.– М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
8. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов (для оборудования, спроектированного до 1997 г.): РД 153-34.1-35.116-2001.– М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

9. Объем и технические условия на выполнение технологических защит систем пылеприготовления котельных установок: РД 34.35.119-94.– М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
10. Эксплуатационный циркуляр № Ц-03-85 (Т). Об оснащении турбоагрегатов ТЭС и АЭС системой предотвращения развития загорания масла.
11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ).– М.: ЗАО "Энергосервис", 1998.
12. Правила безопасности в газовом хозяйстве: ПБ 12-368-00.– С.-Пб.: ЦОТПБСП, 2000.
13. Правила взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках: РД 34.03.351-93.– М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
14. Циркуляр Ц-03-97 (Т). О защите газопроводов от повреждений на участке от ГРП до горелок котлов.– М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
15. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34.35.101-88.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
Дополнение к РД 34.35.101-88.– М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
Изменение № 1 к РД 34.35.101-88.– М.: СПО ОРГРЭС, 1999.
16. Циркуляр Ц-02-94 (Т). О внесении изменений в объем технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях.– М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
17. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов – М.: Энергоатомиздат, 1989.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение 3
2 Общие положения 5
3 Назначение резервных аппаратных средств контроля и управления 6
4 Органы управления АПУ 7
5 Приборы контроля АПУ 9
6 Сигнализация на АПУ 10
7 Резервные (аварийные) средства контроля и управления, устанавливаемые на МЩУ и по месту 11
Приложение А Структура ПТК современной АСУ ТП ТЭС 12
Приложение Б Рекомендации по оснащению АПУ органами управления 14
Список использованной литературы 22

Подписано к печати 08.06.2003
Печать ризография
Усл.печ.л. 1,6 Уч.-изд. л. 1,6
Тираж 200 экз.
Заказ № 508
Издат. № 02-55

Лицензия № 040998 от 27.08.99 г.

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
107023, Москва, Семеновский пер., д. 15

gost.e-ecolog.ru