



**Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств**

Р Е Ш Е Н И Е

**Об утверждении «Общих технических требований
к противоаварийной автоматике в энергообъединении ЕЭС/ОЭС»**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить разработанные в соответствии Планом работы КОТК на 2012-2014 годы «Общие технические требования к противоаварийной автоматике в энергообъединении ЕЭС/ОЭС» (прилагаются).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств - участников СНГ руководствоваться данным документом при разработке соответствующих национальных документов.

Совершено в городе Сочи 24 октября 2014 года в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

От Азербайджанской Республики

От Российской Федерации

От Республики Армения

От Республики Таджикистан

От Республики Беларусь

От Туркменистана

От Республики Казахстан

От Республики Узбекистан

От Кыргызской Республики

От Украины

От Республики Молдова

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 46 от 24 октября 2014 года

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № 28 от 11-13 сентября 2014 г.

1 Общие положения

Настоящий документ определяет назначение, функции, условия применения противоаварийной автоматики (далее – ПА) и основные технические требования к устройствам ПА в энергообъединении ОЭС/ЕЭС.

Требования настоящего документа распространяются на все вновь вводимые и модернизируемые устройства ПА.

Технические требования к условиям эксплуатации и технического обслуживания устройств ПА документом не регламентируются.

2 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

2.1 аварийный сигнал: Электрический сигнал, формируемый пусковым устройством (органом) и передаваемый по каналам связи в устройства автоматической дозировки воздействия или исполнительные устройства противоаварийной автоматики.

2.2 аварийный режим энергосистемы: Режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов и иных обязательных требований, возникновение и длительное существование которого приводит к повреждению оборудования, ограничению подачи электрической и тепловой энергии, угрозе жизни людей.

2.3 асинхронный режим энергосистемы: Аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы при сохранении электрических связей между ними.

2.4 доаварийный режим энергосистемы: Режим энергосистемы непосредственно перед возникновением аварийного возмущения.

2.5 дублированный режим передачи информации: Передача информации одновременно по двум независимым каналам связи.

2.6 интервал одновременности: Установленный диспетчерским центром энергосистемы интервал времени, события, возникающие в пределах которого, считаются одновременными.

2.7 канал связи: Комплекс технических средств надежной передачи информации в среде распространения электромагнитных волн в регламентированном спектре звуковых, световых частот или частот радиодиапазона.

2.8 команда противоаварийной автоматики: Электрический сигнал на реализацию управляющего воздействия, формируемый устройством или комплексом противоаварийной автоматики.

2.9 комплекс противоаварийной автоматики: Совокупность устройств противоаварийной автоматики, связанных между собой функционально и предназначенных для решения одной (общей) задачи противоаварийного управления.

2.10 контролируемое сечение: Сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором контролируются и/или регулируются диспетчерами соответствующих диспетчерских центров и максимально допустимые перетоки в котором заданы соответствующими диспетчерскими центрами.

2.11 локальная противоаварийная автоматика: Устройство или комплекс противоаварийной автоматики, формирующий и реализующий противоаварийное управление отдельным объектом (районом) на основе местной схемно-режимной информации.

2.12 независимые каналы связи: Каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине (пожар, стихийные бедствия, ошибки персонала).

2.13 операционная зона: Территория, в границах которой расположены объекты диспетчеризации, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляется соответствующим диспетчерским центром.

2.14 противоаварийная автоматика: Совокупность устройств, обеспечивающих измерение, 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.

2.15 режимная автоматика: Совокупность устройств, обеспечивающих сбор, 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).

2.16 ресинхронизация: Восстановление синхронной работы генераторов электрической станции или части энергосистемы с ЕЭС (ОЭС) после нарушения устойчивости в режиме сохранения электрических связей.

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

2.18 сечение (в электрической сети): Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части.

2.19 управляющее воздействие: Задание на изменение режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

2.20 уставка: Значение параметра настройки устройства противоаварийной автоматики, определяющее условия его срабатывания.

2.21 устройство противоаварийной автоматики: Техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее одну или несколько функций: выявление или фиксация аварийного возмущения, обработка параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, передача аварийных сигналов и команд управления, реализация управляющих воздействий, и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

2.22 цикл асинхронного режима: Проворот относительного угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов на 360 градусов.

2.23 частичное сечение (в электрической сети): Совокупность сетевых элементов, являющихся частью одного сечения, отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.

2.24 электрический центр качаний: Точка электрической сети, напряжение в которой при асинхронном режиме снижается до нуля.

2.25 энергообъединение ЕЭС/ОЭС: Объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, работающих параллельно.

3 Обозначения и сокращения

АЗГ	автоматическая загрузка генераторов;
АЛАР	— автоматика ликвидации асинхронного режима;
АОПН	— автоматика ограничения повышения напряжения;
АОПО	— автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АОПЧ	— автоматика ограничения повышения частоты;
АОСН	— автоматика ограничения снижения напряжения;
АОСЧ	— автоматика ограничения снижения частоты;
АПВ	— автоматическое повторное включение;
АПНУ	— автоматика предотвращения нарушений устойчивости;
АСУ ТП	— автоматизированная система управления технологическими процессами;

АЧВР	– автоматический частотный ввод резерва;
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка;
АЭС	– атомная электростанция;
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электростанция;
ГЭС	– гидроэлектростанция;
ДАР	– дополнительная автоматическая разгрузка;
ДРТ	– длительная разгрузка турбин энергоблоков;
ДС	– деление энергосистемы;
ЕЭС	– Единая энергетическая система;
КРТ	– кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;
КСПА	– координирующая система противоаварийной автоматики;
ЛАПНУ	– локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
ЛЭП	– линия электропередачи;
ОГ	– отключение генераторов;
ОИК	– оперативно-информационный комплекс;
ОН	– отключение нагрузки;
ОЭС	– объединённая энергосистема;
ПА	– противоаварийная автоматика;
ПТК	– программно-технический комплекс;
РЗ	– релейная защита;
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности;
СМНР	– система мониторинга переходных режимов;
ТЭС	– тепловая электростанция;
УВ	– управляющее воздействие;
УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателей;
ЦСПА	– централизованная система противоаварийной автоматики;
ЧАПВ	– частотное автоматическое повторное включение;
ЧДА	– частотная делительная автоматика;
ЭТ	– электрическое торможение.

4 Организация автоматического противоаварийного управления

4.1 Общие положения

4.1.1 В энергосистемах энергообъединения ЕЭС/ОЭС должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление, предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистем.

4.1.2 Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

4.1.3 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости может организовываться по иерархическому принципу и состоять из одного или нескольких уровней:

- уровень ЕЭС/ОЭС – координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА);
- уровень объединенной или региональной энергосистемы – централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА);
- уровень объектов электроэнергетики – локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ).

4.1.4 Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальных ПА.

4.1.5 К устройствам ПА относятся:

- устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор УВ;
- устройства и каналы приёма-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления.

4.1.6 Функции противоаварийного управления реализуются ПА посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС;

- отключение генераторов;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- деление энергосистемы на несинхронно работающие части;
- автоматическая загрузка генераторов;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

4.1.7 Действие ПА должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима.

4.1.8 Алгоритм функционирования и параметры настройки устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий.

4.1.9 При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда ПА.

4.1.10 При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда ПА.

4.1.11 По требованию диспетчерского центра, в операционной зоне и в оперативном управлении (ведении) которого находятся устройства или комплексы ПА, собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики должны обеспечить передачу в диспетчерский центр энергосистемы телесигналов о срабатывании устройств и комплексов ПА, находящихся в оперативном управлении (ведении) диспетчерского центра, а также телеинформации о текущих значениях объёмов УВ указанных устройств и комплексов ПА.

4.1.12 Ремонт устройств ПА должен совмещаться с ремонтом силового оборудования, которое они защищают.

4.1.13 Комплекс ПА должен обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства ПА, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания ПА.

4.2 Управляющие воздействия противоаварийной автоматики

4.2.1 Общие требования

4.2.1.1 Изменение объёмов управляющих воздействий (УВ) устройств и комплексов ПА, находящихся в операционной зоне и в оперативном управлении (ведении) диспетчерского центра энергосистемы, должно осуществляться оперативным персоналом объектов электроэнергетики по согласованию с указанным диспетчерским центром.

4.2.1.2 Восстановление объёмов УВ после их реализации действием устройств и комплексов ПА, находящихся в оперативном управлении (ведении) диспетчерского центра энергосистемы, должно осуществляться по диспетчерским командам (разрешениям) диспетчерского центра, руководящего ликвидацией аварийного режима, если иное не предусмотрено логикой ПА.

4.2.1.3 Для УВ, состоящих из нескольких ступеней, при срабатывании последующих ступеней должны быть реализованы также объёмы предыдущих ступеней.

4.2.1.4 При поступлении на исполнительные устройства ПА объекта электроэнергетики двух и более команд ПА от разных устройств или комплексов ПА в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на реализацию УВ одного вида должна быть реализована команда с большим объёмом УВ.

4.2.1.5 Состав подключенного к устройствам и комплексам ПА генерирующего оборудования для выполнения заданных диспетчерским центром энергосистемы, в операционной зоне и в оперативном управлении (ведении) которого находится данная ПА, объёмов отключения генераторов (ОГ), длительной разгрузки турбин энергоблоков (ДРТ), автоматической загрузки генераторов (АЗГ) должен определяться оперативным персоналом соответствующего объекта электроэнергетики.

4.2.1.6 На реализацию одних и тех же объёмов УВ могут действовать разные виды ПА.

4.2.1.7 По требованию диспетчерского центра, в операционной зоне и в оперативном управлении (ведении) которого находится ПА, собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики должны обеспечить передачу в диспетчерский центр энергосистемы телеизмерения текущих значений объёмов ОН и ОГ.

4.2.1.8 Собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики два раза в год в рамках проведения контрольных замеров должны выполнять измерения объёмов ОН, подключенных к ПА, и представлять результаты указанных измерений в диспетчерский центр энергосистемы, в операционной зоне и в оперативном управлении (ведении) которого находится данная ПА.

При необходимости по заданию диспетчерского центра энергосистемы, но не чаще, чем один раз в месяц, собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики должны проводить внеочередные измерения объёмов ОН и представлять результаты указанных измерений в диспетчерский центр энергосистемы.

4.2.2 Кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС

4.2.2.1 Кратковременная разгрузка турбин энергоблоков используется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

4.2.2.2 Длительная разгрузка турбин энергоблоков используется для предотвращения нарушения статической устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.2.2.3 Технические характеристики КРТ и ДРТ должны уточняться собственником или иным законным владельцем ТЭС и АЭС на основе натурных испытаний систем регулирования энергоблоков при вводе в работу или модернизации энергоблоков и предоставляться в диспетчерский центр энергосистемы, в операционной зоне и в оперативном управлении (ведении) которого находится данная ПА.

4.2.2.4 ДРТ должна обеспечиваться соответствующей разгрузкой котла ТЭС или реактора АЭС через систему автоматического управления мощностью энергоблока.

4.2.2.5 КРТ и ДРТ должны быть предусмотрены на всех модернизированных и вновь вводимых блоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и выше. Необходимость реализации КРТ и ДРТ на блоках меньшей мощности должна быть обоснована проектными решениями.

4.2.3 Отключение генераторов

4.2.3.1 Отключение генераторов (ОГ) применяется для предотвращения нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ограничения повышения частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.2.3.2 ОГ осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей с последующей работой технологической электроавтоматики, обеспечивающей сохранение генераторов в работе на холостом ходу, или на питание нагрузки собственных нужд, или безопасный останов генерирующего оборудования.

4.2.3.3 ОГ энергоблоков ТЭС, оборудованных автоматической системой аварийной разгрузки энергоблоков, должно выполняться с автоматической аварийной разгрузкой энергоблоков и сохранением их в работе на питание нагрузки собственных нужд.

4.2.4 Отключение нагрузки потребителей электрической энергии

4.2.4.1 Отключение нагрузки потребителей электрической энергии (ОН) применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ограничения снижения частоты и напряжения, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

4.2.4.2 ОН должно выполняться путём отключения всех электрических связей энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой с запретом автоматического повторного включения и автоматического ввода резерва отключенных связей, если иное не предусмотрено логикой ПА.

4.2.4.3 Правила подключения потребителей электрической энергии под действие ОН регулируются локальными нормативными актами энергосистем энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

4.2.5 Деление энергосистемы на несинхронно работающие части

4.2.5.1 Деление энергосистемы (ДС) применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения/повышения частоты.

4.2.5.2 ДС должно производиться в заранее определённых точках отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

4.2.5.3 Сечения ДС должны выбираться с учётом следующих требований:

- минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- минимизации числа отключаемых выключателей;
- обеспечения допустимых режимов работы ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики.

4.2.5.4 На объектах электроэнергетики, на которых производится отключение ЛЭП напряжением 220 кВ и выше для выполнения ДС, должны устанавливаться устройства синхронизации.

4.2.6 Автоматическая загрузка генераторов

4.2.6.1 Автоматическая загрузка генераторов (АЗГ) применяется для восстановления частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования, сокращения времени восстановления энергоснабжения потребителей, отключённых действием ПА.

4.2.6.2 АЗГ включает в себя:

- пуск резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС, газотурбинных и парогазовых установок;
- перевод агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим;
- перевод агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме, в генераторный режим, или их автоматическое отключение;
- загрузку гидрогенераторов.

4.2.6.3 АЗГ должна выполняться с максимально возможной скоростью, определяемой на основании данных завода-изготовителя гидроагрегатов и натурных испытаний, проводимых собственником или иным законным владельцем ГЭС/ГАЭС.

4.2.7 Электрическое торможение генераторов

4.2.7.1 Электрическое торможение (ЭТ) генераторов применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

4.2.7.2 ЭТ выполняется путём кратковременного автоматического включения активных нагрузочных сопротивлений на шины электростанции.

4.2.7.3 ЭТ должно применяться в случае неэффективности (невозможности) использования для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций КРТ и ОГ на ТЭС, АЭС и ОГ на ГЭС.

4.2.8 Изменение топологии электрической сети

4.2.8.1 Изменение топологии электрической сети используется для ликвидации перегрузки оборудования, ограничения снижения или повышения напряжения.

4.2.8.2 Изменение топологии электрической сети осуществляется путём отключения ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов, разделения систем шин, не связанного с делением энергосистемы.

4.2.8.3 Изменение топологии электрической сети должно применяться в случае неэффективности (невозможности) использования отключения генераторов, автоматической загрузки генераторов и длительной разгрузки турбин энергоблоков.

4.2.9 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока, установок поперечной и продольной компенсации)

4.2.9.1 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния вставок и передач постоянного тока применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования, ограничения снижения частоты.

4.2.9.2 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной компенсации используется для предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической энергии или ограничения перегрузки оборудования.

4.2.9.3 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок поперечной и продольной компенсации используется для ограничения снижения или повышения напряжения и предотвращения нарушений устойчивости электростанций и нагрузки потребителей электрической энергии.

4.2.9.4 Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок продольной и поперечной компенсации для ограничения снижения или повышения напряжения должно быть приоритетным по отношению к изменению топологии сети и применению ОН.

5 Виды противоаварийной автоматики энергосистем

5.1 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

5.1.1 Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости

5.1.1.1 Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

5.1.1.2 Комплексы ЛАПНУ должны устанавливаться на объектах электроэнергетики.

5.1.1.3 Комплексы ЛАПНУ должны предусматривать возможность работы в автономном режиме и/или в качестве низового устройства ЦСПА (устройства нижнего уровня ЦСПА) (далее – низового устройства ЦСПА).

5.1.1.4 При работе комплекса ЛАПНУ в качестве низового устройства ЦСПА должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или каналов связи с ПТК верхнего уровня ЦСПА.

5.1.1.5 Комплексы ЛАПНУ должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня ЦСПА или заданной диспетчерским центром энергосистемы, в операционной зоне и в оперативном управлении (ведении) которого находится данная ПА, или осуществлять расчёты УВ на основе заданных диспетчерским центром энергосистемы функциональных зависимостей объема УВ от схемы и параметров электроэнергетического режима.

5.1.1.6 В комплексах ЛАПНУ используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;
- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора/автотрансформатора;
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

5.1.2 Централизованная система противоаварийной автоматики

5.1.2.1 Централизованная система противоаварийной автоматики предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

5.1.2.2 Архитектура ЦСПА должна предусматривать:

- программно-технический комплекс (ПТК) верхнего уровня ЦСПА, устанавливаемый в диспетчерском центре энергосистемы;
- одно или несколько низовых устройств ЦСПА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств ЦСПА.

5.1.2.3 ПТК верхнего уровня ЦСПА должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:

- приём и обработка телеметрической информации из ОИК;
- оценивание состояния и формирование текущей расчётной модели энергосистемы;

- определение УВ для заданного набора пусковых органов (аварийных возмущений) на основе расчётов установившихся режимов и устойчивости с использованием текущей расчётной модели энергосистемы;

- передача в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;

- обмен технологической информацией (эквиваленты для расчётных моделей ЦСПА, допустимые набросы и небалансы мощности, фазового угла и т.п.) с КСПА, а также с ЦСПА смежных энергосистем.

5.1.2.4 Предельная величина расчётного цикла ЦСПА не должна превышать 30 сек.

5.1.2.5 Расчётная модель ЦСПА должна быть наблюдаемой (объём передаваемой в ПТК верхнего уровня ЦСПА телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчётной модели энергосистемы).

5.1.2.6 Низовые устройства ЦСПА должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- приём и запоминание рассчитанных ПТК верхнего уровня ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;

- фиксация срабатывания пусковых органов;

- выбор УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;

- реализация УВ посредством УПАСК;

- передача в ПТК верхнего уровня ЦСПА информации о срабатывании и реализованных УВ.

5.1.2.7 Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 7.

5.1.2.8 При выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или указанных в пункте 5.1.2.7 каналов связи низовые устройства ЦСПА должны автоматически переходить в автономный режим работы.

5.1.3 Координирующая система противоаварийной автоматики

5.1.3.1 Координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА) предназначена для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем с целью оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий.

5.1.3.2 КСПА должна осуществлять координацию ЦСПА путём задания ЦСПА следующих параметров:

- внешних эквивалентов для расчётных моделей ЦСПА;

- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий ЦСПА.

5.1.3.3 Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 7.

5.1.3.4 При выявлении неисправности КСПА или указанных в пункте 5.1.3.3 каналов связи ЦСПА должны автоматически переходить в автономный режим работы.

5.2 Автоматика ликвидации асинхронного режима

5.2.1 Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

5.2.2 Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронного режима в полнофазном режиме работы электрической сети, асинхронного режима в неполнофазных режимах работы электрической сети, а также ликвидацию асинхронного режима возбуждённого генератора относительно электростанции.

5.2.3 Ликвидация асинхронных режимов возбуждённого генератора относительно электростанции должна осуществляться путём его отключения.

5.2.4 Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путём ДС.

При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) допускается выполнение устройств АЛАР с действием первой ступени на ОГ, КРТ, ЭТ или ОН с целью ресинхронизации. При этом действие последней ступени указанных устройств АЛАР должно выполняться на ДС.

5.2.5 На каждой межгосударственной ЛЭП напряжением 400 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На каждой связи напряжением 110 кВ и выше, входящей в сечение асинхронного режима, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны этой связи.

5.2.6 Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) для обеспечения сбалансированного выделения допускается выполнять действие устройства АЛАР на ДС на смежном объекте электроэнергетики.

5.2.7 Алгоритм и настройка устройств АЛАР должна обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при всех видах КЗ;
- выявление электрического центра качаний;
- учёт количества циклов асинхронного режима;
- учёт знака скольжения при выборе места ДС;
- отстройку от нагрузочных режимов.

5.2.8 Настройка устройств АЛАР, защищающих межгосударственные связи 330 кВ и выше, должна обеспечивать ликвидацию асинхронного режима на указанных межгосударственных связях на первом цикле.

5.2.9 Настройка устройств АЛАР, установленных на связях 500 кВ и выше и действующих на ДС, должна обеспечивать ликвидацию асинхронного режима в сети 500 кВ на первом цикле асинхронного режима.

5.2.10 В случае, если в сечение асинхронного режима входят как ЛЭП 330 кВ и выше, так и ЛЭП 110-220 кВ, настройка устройств АЛАР, установленных на указанных ЛЭП, должна обеспечивать реализацию действия на ДС в следующей последовательности:

- отключение связей 330 кВ и выше (на первом цикле асинхронного режима);
- отключение связей 110-220 кВ (не позднее четырёх циклов асинхронного режима).

5.2.11 ДС действием устройств АЛАР должно выполняться отключением ЛЭП со всех сторон с запретом АПВ. При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) допускается выполнение ДС путём одностороннего отключения ЛЭП с запретом АПВ.

5.2.12 Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС, ГЭС и ГАЭС. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

5.3 Автоматика ограничения снижения частоты

5.3.1 Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или её части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или её части на изолированную работу.

5.3.2 Исходя из выполняемых функций, устройства АОСЧ подразделяются на следующие виды:

- автоматического частотного ввода резерва (АЧВР);
- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- дополнительной автоматической разгрузки (ДАР);
- частотной делительной автоматики (ЧДА);
- частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

5.3.3 Автоматический частотный ввод резерва

5.3.3.1 Устройства автоматического частотного ввода резерва предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях исключения или уменьшения объёма срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии.

5.3.3.2 Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в энергосистеме до значений в диапазоне от 49,3-49,4 до 49,6-49,7 Гц.

5.3.4 Автоматическая частотная разгрузка

5.3.4.1 Устройства автоматической частотной разгрузки предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и её последующего восстановления.

5.3.4.2 Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

5.3.4.3 Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР, предназначенные для предотвращения автоматической или оперативной разгрузки энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц и срабатывания основного объёма АЧР.

- АЧР-2, предназначенные для подъёма частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

5.3.4.4 Уставки по частоте устройств АЧР-1 находятся в диапазоне от 46,5-47,2 до 49,2 Гц. Уставки по времени устройств АЧР-1 находятся в диапазоне 0,1-0,5 сек.

Примечание. В устройствах АЧР-1 с уставками срабатывания 0,1-0,15 сек должны быть предусмотрены технические мероприятия (блокировки), предотвращающие ложную работу реле частоты от выбега электродвигателей.

5.3.4.5 Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-2 не совмещённой;

- АЧР-2 совмещённой.

Потребители, подключённые к АЧР-2 совмещённой, одновременно подключены и к АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещённым подключается 60-75 % объёма ОН, подключённого к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 находятся в диапазоне от 48,7 до 49,1 Гц. Уставки по времени устройств АЧР-2 находятся в диапазоне от 5 до 70-90 сек.

5.3.4.6 Общий объём ОН, отключаемый устройствами АЧР, составляет 50-70 % от максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций.

5.3.5 Дополнительная автоматическая разгрузка

5.3.5.1 Устройства дополнительной автоматической разгрузки предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

5.3.5.2 Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % от нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/сек.

5.3.5.3 Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объёме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.

5.3.6 Частотная делительная автоматика

5.3.6.1 Устройства частотной делительной автоматики предназначены для предотвращения полного останова электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

5.3.6.2 Устройства ЧДА должны действовать на ДС с целью выделения генерирующего оборудования электростанций на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечением устойчивой работы выделяемого генерирующего оборудования.

5.3.6.3 Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени находятся в диапазоне:

- 1 ступень: 46,0-47,2 Гц / 0,3-0,5 сек;
- 2 ступень: 47,0-47,5 Гц / 30-40 сек.

5.3.6.4 Действие устройств ЧДА на выделение электростанций или их генераторов на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе.

5.3.7 Частотное автоматическое повторное включение

5.3.7.1 Устройства частотного автоматического повторного включения предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

5.3.7.2 Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот от 49,4-49,5 до 49,8-49,9 Гц с выдержкой времени от 5 до 90 сек.

5.3.7.3 Настройка и выбор объёма очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

5.3.7.4 При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их поочередное включение с интервалами времени не менее 1 сек.

5.3.7.5 Устройства ЧАПВ должны устанавливаться прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

5.4 Автоматика ограничения повышения частоты

5.4.1 Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для защиты от длительного повышения частоты до уровня, опасного для оборудования электростанций, электрических сетей и потребителей.

5.4.2 Устройства АОПЧ должны устанавливаться на ТЭС, АЭС и ГЭС, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц с учётом действия первичного регулирования частоты.

5.4.3 Уставки устройств АОПЧ должны находиться в диапазоне от 50,55-51,0 Гц до 53,0-53,5 Гц.

5.4.4 Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.

5.4.5 Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленным на ТЭС и АЭС.

5.4.6 Действие устройств АОПЧ должно производиться ступенями с разными уставками по частоте и времени.

5.5 Автоматика ограничения снижения напряжения

5.5.1 Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

5.5.2 Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

Возможна организация контроля других параметров электроэнергетического режима (изменение реактивной мощности, скорость снижения напряжения, ток ротора генератора).

5.5.3 В сетях напряжением 330 кВ и выше устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния средства компенсации реактивной мощности (СКРМ).

5.5.4 В сетях напряжением 220 кВ и ниже устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ или на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

5.5.5 Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты, автоматического ввода резерва, автоматического повторного включения.

5.5.6 Действие устройств АОСН не должно приводить к недопустимому повышению напряжения и срабатыванию устройств АОПН.

5.6 Автоматика ограничения повышения напряжения

5.6.1 Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

5.6.2 Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше, длиной не менее 200 км, с каждой стороны ЛЭП.

Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП напряжением 330 кВ и ниже должна определяться проектными решениями.

5.6.3 Устройства АОПН, как правило, должны выполняться двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включённое/отключённое состояние выключателей ЛЭП.

Первая ступень должна действовать:

- (при наличии СКРМ) с первой выдержкой времени на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ;
- со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного автоматического повторного включения.

Вторая ступень должна действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного автоматического повторного включения.

5.6.4 Защиты СКРМ должны блокировать действия устройства АОПН на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.

5.6.5 В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей УРОВ АОПН.

5.7 Автоматика ограничения перегрузки оборудования

5.7.1 Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и оборудования.

5.7.2 АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ блоков ТЭС и АЭС, ОГ генераторов ТЭС, ГЭС и АЭС в избыточной части энергосистемы;
- изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;
- отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.

5.7.3 В устройствах АОПО рекомендуется предусматривать не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования.

Первая ступень должна действовать на сигнал, последняя – на отключение перегружаемых ЛЭП и оборудования, промежуточные ступени должны действовать на разгрузку перегружаемых ЛЭП и оборудования. Отключение ЛЭП и оборудования устройствами АОПО допускается в том случае, если это не приведёт к развитию аварии или возникновению аварийных режимов в других частях энергосистемы.

Число промежуточных ступеней АОПО должно определяться проектными решениями.

5.7.4 В устройствах АОПО рекомендуется предусматривать возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.

5.7.5 При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети устройство АОПО должно выбирать вид УВ с учётом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

5.7.6 На межгосударственных ЛЭП рекомендуется выполнять резервирование устройств АОПО. Способ резервирования определяется проектными решениями.

6 Общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики

6.1 Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве ПА:

- функций РЗ и ПА;
- функции АПНУ с другими функциями ПА, обеспечивающими живучесть энергосистем.

6.2 Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройств ПА.

6.3 В случае аппаратного совмещения в одном устройстве нескольких функций ПА:

- неисправность или отказ одной из функций не должны приводить к неправильному действию или отказу других функций и устройства в целом;
- функции ПА должны дублироваться другим устройством.

6.4 Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети должны осуществляться без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

6.5 Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на КРТ, ДРТ, АЗГ, ЭТ, изменение режимов работы управляемых элементов электрической сети должны осуществляться через системы управления оборудованием объектов электроэнергетики.

6.6 Не допускается аппаратное совмещение устройств и комплексов ПА с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

6.7 Вновь вводимые (модернизированные) устройства и комплексы ПА должны предусматривать возможность задания не менее двух групп уставок.

Перевод устройства ПА с одной группы уставок на другие должен осуществляться как на самом устройстве ПА, так и дистанционно.

6.8 При неисправности измерительных цепей тока и (или) напряжения устройство ПА, в алгоритмах которого используются замеры тока и (или) напряжения, должно автоматически блокироваться.

6.9 Устройство ПА не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

6.10 После перерывов питания любой длительности устройство ПА должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 30 сек с момента подачи питания.

6.11 Устройства ПА должны удовлетворять требованиям по электромагнитной совместимости, информационной безопасности и электробезопасности, установленным законодательством страны, на территории которой планируется их установка. На объектах электроэнергетики должен быть проведён анализ

электромагнитной обстановки и при необходимости разработаны и реализованы мероприятия по приведению уровня помех к допустимому уровню.

6.12 Устройство ПА должно иметь встроенную функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в энергонезависимой памяти в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве ПА должна быть предусмотрена возможность передачи информации об его функционировании во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов по стандартным международным протоколам.

6.13 Для выполнения функции внутренней регистрации устройства ПА должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью до 1 мсек.

6.14 В устройстве ПА должна быть предусмотрена автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

6.15 На объектах электроэнергетики на устройства и комплексы ПА, находящиеся в эксплуатации, должна быть следующая техническая документация:

- паспорта-протоколы;
- инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств и комплексов ПА;
- методические указания по наладке и проверке устройств и комплексов ПА;
- технические данные об устройствах ПА;
- карты уставок;
- исполнительные рабочие схемы, алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);
- программы технического обслуживания устройств и комплексов ПА;
- бланки и/или программы (типовые бланки и/или программы) переключений по вводу в работу и выводу из работы устройств и комплексов ПА;
- структурные схемы внешних соединений и клемных рядов.

7 Организация сбора и передачи информации для противоаварийной автоматики

7.1 Для ПТК верхнего уровня ЦСПА в качестве источника информации о параметрах электроэнергетического режима и состоянии ЛЭП и оборудования должен использоваться ОИК диспетчерского центра энергосистемы.

7.2 Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр энергосистемы, в котором установлен ПТК верхнего уровня ЦСПА, не должно превышать 1 сек.

Телеизмерения и телесигнализация, поступающие в ПТК верхнего уровня ЦСПА, должны содержать метки единого астрономического времени, формируемые на объектах электроэнергетики.

7.3 Между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств ЦСПА для передачи таблиц УВ и иной технологической информации должны быть организованы два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации.

Пропускная способность указанных каналов связи должна быть не менее 128 кБит/сек.

7.4 Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждого ЦСПА должны быть организованы два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации.

Пропускная способность указанных каналов связи должна быть не менее 128 кБит/сек.

7.5 Для передачи телеметрической информации с объектов электроэнергетики в комплексы ЛАПНУ должны предусматриваться два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации. Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в комплексы ЛАПНУ не должно превышать 1 сек.

7.6 Для передачи аварийных сигналов и команд ПА между объектами электроэнергетики и устройствами (комплексами) ПА должны предусматриваться два независимых канала связи с дублированным режимом передачи информации.

7.7 Время передачи аварийных сигналов и команд ПА должно составлять:

- по волоконно-оптическим и кабельным линиям связи – не более 10 мсек;
- по каналам высокочастотной связи на одной ЛЭП – не более 25 мсек.

7.8 Вероятность ложного действия аппаратуры передачи аварийных сигналов и команд ПА должна составлять не более 10^{-6} , вероятность пропуска команды не должна превышать 10^{-4} .

7.9 Устройства и комплексы ПА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи должна быть предусмотрена автоматическая блокировка прохождения аварийных сигналов и команд ПА с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала связи соответствующих устройств и комплексов ПА.

7.10 В канале связи допускается совмещение передачи аварийных сигналов и команд ПА, голосовой информации и телемеханики при условии выполнения требований настоящего раздела.

7.11 Доаварийная информация о параметрах электроэнергетического режима, используемая в АПНУ (за исключением случаев, указанных в пункте 7.12), должна измеряться и передаваться с датчиков, подключенных к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения.

7.12 Устройства фиксации тяжести короткого замыкания, входящие в комплексы ЛАПНУ, а также устройства АОПО, АОПН, АОСН, АОСЧ, АОПЧ, АЛАР должны подключаться к выводам трансформаторов тока, предназначенным для релейной защиты и автоматики.