

Приложение
к приказу № 102 от 19.04.2011
в редакции приказов
№ 201 от 29.07.2014
№ 418 от 24.12.2015



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.29.240.001-2011
(обозначение стандарта)

19.04.2011
(дата введения)

Стандарт организации

**Автоматическое противоаварийное управление режимами
энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.
Условия организации процесса. Условия создания объекта.
Нормы и требования**

Москва
2011

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН: Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»).
2. ВНЕСЕН: Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102
4. ВЗАМЕН: стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008, утвержденного приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457.

Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ОАО «СО ЕЭС».

1. Область применения

Настоящий стандарт (далее – стандарт) содержит правила организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, условия применения разных видов противоаварийной автоматики и общие требования к техническим средствам противоаварийной автоматики.

Требования настоящего стандарта должны соблюдаться всеми диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС».

Требования настоящего стандарта также подлежат соблюдению другими субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии, организациями, осуществляющими деятельность по разработке устройств и алгоритмов противоаварийной автоматики, а также проектными и научно-исследовательскими организациями, если настоящий стандарт указан в договорах, заключенных ОАО «СО ЕЭС» с этими организациями.

Настоящий стандарт может использоваться другой организацией в своих интересах только по договору с ОАО «СО ЕЭС», в котором при необходимости предусматривается положение о получении информации о внесении в настоящий стандарт последующих изменений.

Технические требования к условиям эксплуатации и технического обслуживания устройств и комплексов противоаварийной автоматики настоящим стандартом не регламентируются.

2. Термины и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

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.

Аварийный сигнал: сигнал, формируемый пусковым устройством (органом) и передаваемый по каналам связи в устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор управляющего воздействия, или исполнительные устройства противоаварийной автоматики. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

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

Доаварийный режим энергосистемы: режим энергосистемы до возникновения аварийного возмущения.

Дублированный режим передачи информации: передача информации одновременно по двум независимым каналам связи. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

Канал связи: комплекс технических средств и среды распространения, обеспечивающих передачу информации между источником и получателем в виде сигналов электросвязи в определенной полосе частот или с определенной скоростью передачи. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

Команда ПА: команда на реализацию управляющего воздействия, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики и передаваемая по каналам связи. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

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

Контролируемое сечение: сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором регулируются или контролируются ОАО «СО ЕЭС».

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

Независимые каналы связи: каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине (пожар, стихийные бедствия, наводнения, ошибки персонала). (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

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

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.

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.

Сечение асинхронного режима: совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, соединяющих две несинхронно работающие части энергосистемы, на которых располагается электрический центр качаний. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

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 противоаварийной автоматики.

Устройство ПА: 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.

Цикл асинхронного режима: проворот на 360 градусов относительного 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.

Централизованная ПА: комплекс противоаварийной автоматики, осуществляющий контроль электроэнергетического режима энергосистемы или ее части и выполняющий автоматический расчет параметров срабатывания входящих в указанный комплекс противоаварийной автоматики устройств.

АЗГ	–	автоматическая загрузка генераторов
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
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическими процессами объектов электроэнергетики
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
КЗ	–	короткое замыкание
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
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПТК	–	программно-технический комплекс
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
ТЭС	–	теплоэлектростанция
УВ	–	управляющее воздействие
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
ФВ	–	форсировка возбуждения
ЦСПА	–	централизованная система противоаварийной автоматики
ЧАПВ	–	частотное автоматическое повторное включение
ЧДА	–	частотная делительная автоматика
ЭТ	–	электрическое торможение

3. Организация автоматического противоаварийного управления

3.1. Общие положения

3.1.1. Автоматическое противоаварийное управление предназначено для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

3.1.2. 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.

3.1.3. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- уровень ЕЭС России (Единой энергетической системы России) – КСПА;
- уровень операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ – ЦСПА;
- уровень объектов электроэнергетики – ЛАПНУ.

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

3.1.5. В состав устройств и комплексов ПА входят технические средства:

- устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления,
- пусковые органы,
- исполнительные органы,
- устройство автоматической дозировки воздействия, выполняющее выбор УВ,
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления,
- каналы передачи указанной информации.

3.1.6. Допускается реализация в одном устройстве ПА нескольких функций противоаварийного управления.

3.1.7. Функции противоаварийного управления реализуются ПА посредством следующих управляющих воздействий:

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

- отключение генераторов;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- форсировка возбуждения генераторов;
- 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.

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

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

3.1.10. 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.

3.1.11. 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.

3.1.12. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии передают в ОАО «СО ЕЭС» телесигналы о срабатывании устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации.

3.1.13. ПА должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства ПА, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания ПА.

3.1.14. Создание (модернизация) и организация эксплуатации устройств и комплексов ПА должны осуществляться с соблюдением требований настоящего стандарта и требований стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» (далее – СТО 59012820.29.020.002-2012). (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2. Создание (модернизация) ПА

3.2.1. Создание новой (далее – создание) или модернизация, реконструкция или техническое перевооружение существующей (далее – модернизация) ПА должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии:

3.2.1.1. При технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства

или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (далее – объекты электроэнергетики) к электрическим сетям.

3.2.1.2. При строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям.

3.2.1.3. По заданию ОАО «СО ЕЭС».

3.2.2. Создание (модернизация) ПА при технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям должно производиться в порядке, предусмотренном утвержденными Правительством Российской Федерации правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям.

В случае технологического присоединения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к распределительным устройствам электростанции собственник или иной законный владелец электростанции выполняет функции сетевой организации, в том числе указанные в настоящем разделе стандарта.

При строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения, необходимость создания (модернизации) ПА определяется проектной документацией на строительство (реконструкцию, техническое перевооружение, модернизацию) указанных объектов электроэнергетики.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.3. В случае если в рамках технологического присоединения объекта электроэнергетики к электрическим сетям сетевой организации, строительства (реконструкции, технического перевооружения, модернизации) объекта электроэнергетики, не требующего технологического присоединения к электрическим сетям, требуется создание (модернизация) ПА на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам (далее – смежные объекты электроэнергетики) (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014):

3.2.3.1. Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики и собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики урегулируют между собой отношения по выполнению работ на принадлежащих им объектах. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.3.2. Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики соответственно обязаны:

– разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации на создание (модернизацию) ПА (далее – техническое задание);

– в соответствии с техническим заданием разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики проектную документацию на создание (модернизацию) ПА, включая основные технические решения, принципы реализации, оценку стоимости и сроки создания (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики;

– уведомить собственников или иных законных владельцев смежных объектов электроэнергетики о факте согласования технического задания и проектной документации на создание (модернизацию) ПА с ОАО «СО ЕЭС», а также другими собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики, на которых требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА;

– согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА.

В случаях, предусмотренных пунктом 3.2.10 настоящего стандарта, сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики обязаны также согласовать техническое задание и проектную документацию на создание (модернизацию) ПА с ОАО «СО ЕЭС» и уведомить его о факте согласования технического задания и проектной документации на создание (модернизацию) ПА собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.3.3. Собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны:

– рассмотреть и согласовать техническое задание и проектную документацию на создание (модернизацию) ПА, полученные в соответствии с подпунктом 3.2.3.2 настоящего стандарта от сетевой организации либо собственника или иного законного владельца строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики;

– согласовать сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.3.4. Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого, технически перевооружаемого, модернизируемого) объекта электроэнергетики, собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны каждый в отношении принадлежащих им объектов электроэнергетики:

– на основании проектной документации на создание (модернизацию) ПА, разработанной и согласованной в соответствии с подпунктами 3.2.3.2, 3.2.3.3 настоящего стандарта, разработать и в соответствии с пунктом 3.2.10 настоящего стандарта согласовать рабочую документацию на создание (модернизацию) ПА;

– обеспечить выполнение работ по созданию (модернизации) ПА в согласованные сроки.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.4. Финансирование указанных в пункте 3.2.3 настоящего стандарта работ осуществляется:

– при технологическом присоединении – в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;

– при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объекта электроэнергетики, не связанном с технологическим присоединением, – субъектом электроэнергетики, в связи со строительством (реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией) объекта электроэнергетики которого требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА¹.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.5. Создание (модернизация) ПА по заданию ОАО «СО ЕЭС» осуществляется в случае, если существующие устройства и комплексы ПА не обеспечивают функции противоаварийного управления для актуальных или перспективных электроэнергетических режимов.

3.2.6. В указанных в подпункте 3.2.5 настоящего стандарта случаях состав ПА и ее функциональность (места установки устройств и комплексов ПА, алгоритмы функционирования, объемы и места реализации УВ) определяются ОАО «СО ЕЭС» на основании расчетов и оценки допустимости фактических и прогнозируемых электроэнергетических режимов энергосистемы в различных схемно-режимных ситуациях.

В случае, когда для обеспечения функций противоаварийного управления требуется изменение структуры противоаварийного управления энергосистемы, ОАО «СО ЕЭС» вправе разработать проект создания (модернизации) ПА в энергосистеме и направить его для исполнения соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии.

¹ В случае если субъект электроэнергетики, в связи со строительством (реконструкцией, техническим перевооружением, модернизацией) объекта электроэнергетики которого требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА, относится к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются уполномоченным органом исполнительной власти, финансирование им указанных работ на смежных объектах электроэнергетики осуществляется при условии учета соответствующих затрат в инвестиционной программе, утвержденной для такого субъекта. В случае если затраты на выполнение работ по созданию (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики в инвестиционную программу такого субъекта уполномоченным органом исполнительной власти не включены, порядок финансирования указанных работ определяется по соглашению с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.7. На основании задания ОАО «СО ЕЭС» по созданию (модернизации) ПА собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики осуществляет разработку технического задания на проектирование, проектной документации и рабочей документации на создание (модернизацию) ПА и выполняет реализацию проектных решений. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

Техническое задание, проектная документация, рабочая документация и сроки выполнения работ по созданию (модернизации) ПА согласовываются с ОАО «СО ЕЭС» в случаях, предусмотренных пунктом 3.2.10 настоящего стандарта. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

В случае если в соответствии с заданием ОАО «СО ЕЭС» и проектной документацией требуется выполнение работ по созданию (модернизации) ПА на смежных объектах электроэнергетики, принадлежащих разным лицам, собственники или иные законные владельцы таких объектов электроэнергетики обеспечивают урегулирование между собой отношений по выполнению работ на принадлежащих им объектах, в том числе согласование проектной документации и сроков выполнения работ. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.8. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от ОАО «СО ЕЭС» задания по созданию (модернизации) ПА, предоставляют в ОАО «СО ЕЭС» информацию об их фактическом исполнении в согласованные с ОАО «СО ЕЭС» сроки.

3.2.9. Средства, необходимые для разработки проектной, рабочей документации на создание (модернизацию) ПА и реализации проектов создания (модернизации) ПА по заданиям ОАО «СО ЕЭС», учитываются соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии при формировании (согласовании) в установленном порядке инвестиционных программ на соответствующий период, за исключением случаев, когда такие расходы несет ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с установленными Правительством Российской Федерации правилами оказания услуг по обеспечению системной надежности. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.10. Техническое задание, проектная и рабочая документация на создание (модернизацию) ПА подлежат согласованию с ОАО «СО ЕЭС» в случаях:

- модернизации устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации;
- создания ПА на объектах по производству электрической энергии мощностью 25 МВт и выше;
- создания ПА на объектах электроэнергетики в случае, когда устройства и комплексы ПА контролируют параметры электроэнергетического режима в электрической сети 110 кВ и выше;
- строительства (реконструкции, технического перевооружения, модернизации) иных объектов электроэнергетики, технологические режим

работы или эксплуатационное состояние комплексов и устройств ПА которых влияет (может повлиять) на электроэнергетический режим работы энергосистемы;

– создания (модернизации) ПА в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям, согласованными (подлежащими согласованию) с ОАО «СО ЕЭС».

В случае одностадийного проектирования создания (модернизации) ПА (при отсутствии этапа разработки проектной документации) согласованию в порядке, предусмотренном настоящим пунктом стандарта, также подлежит техническое задание на разработку рабочей документации на создание (модернизацию) ПА. В указанном случае техническое задание на разработку рабочей документации должно соответствовать требованиям пункта 3.2.11 настоящего стандарта.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.11. Техническое задание и рабочая документация на создание (модернизацию) ПА должны соответствовать требованиям стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.2.12. Рабочая документация на создание (модернизацию) ПА направляется в ОАО «СО ЕЭС» не позднее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода новых (модернизированных) комплексов или устройств ПА в работу или в иной согласованный с ОАО «СО ЕЭС» срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода устройства или комплекса ПА в работу. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.3. Настройка устройств и комплексов ПА

3.3.1. Настройка устройств и комплексов ПА (уставки и алгоритмы функционирования) осуществляется:

- при вводе в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА;

- в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА при изменении схемно-режимных условий в энергосистеме.

3.3.2. Проектными решениями для новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА должны быть определены:

- проектные уставки;

- алгоритмы функционирования (принципиальные, функционально-логические схемы, схемы программируемой логики);

- параметры параметрирования и конфигурирования.

3.3.3. Ввод в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с проектными уставками и алгоритмами функционирования, согласованными с

ОАО «СО ЕЭС», или с уставками и алгоритмами функционирования, измененными относительно проектных по заданию ОАО «СО ЕЭС».

Для выдачи такого задания собственник или иной законный владелец соответствующего объекта электроэнергетики направляет в ОАО «СО ЕЭС» проектную документацию на создаваемые (модернизируемые) устройства или комплексы ПА за 6 месяцев до их ввода в эксплуатацию.

3.3.4. Ввод в работу новых (модернизированных) устройств и комплексов ПА, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с проектными уставками и алгоритмами функционирования или с уставками и алгоритмами функционирования, измененными относительно проектных по решению собственника или иного законного владельца соответствующего объекта электроэнергетики, согласованному при необходимости с другими субъектами электроэнергетики.

Ввод в работу устройств АОСЧ, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется с уставками, определенными соответствующим субъектом электроэнергетики или потребителем электроэнергии в соответствии с заданием ОАО «СО ЕЭС» по объему и настройке АОСЧ. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.3.5. Изменение уставок и алгоритмов функционирования в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется по заданию ОАО «СО ЕЭС» или по согласованию с ОАО «СО ЕЭС».

3.3.6. Изменение уставок и алгоритмов функционирования в процессе эксплуатации существующих устройств и комплексов ПА, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется по решению собственника или иного законного владельца соответствующего объекта электроэнергетики, согласованному при необходимости с другими субъектами электроэнергетики.

3.3.7. Задания ОАО «СО ЕЭС» на изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА (подпункты 3.3.3 и 3.3.5 настоящего стандарта) реализуются:

- в установленные такими заданиями сроки в случае, если изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств;

- в сроки, согласованные ОАО «СО ЕЭС» с собственниками или иными законными владельцами соответствующих объектов электроэнергетики в случае, если изменение уставок и алгоритмов функционирования устройств и комплексов ПА не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств.

3.3.8. Задание ОАО «СО ЕЭС» на настройку АЧР, ЧАПВ (в том числе увеличение объемов УВ) в случае, если оно не может быть реализовано с использованием существующих аппаратных средств, выполняется в срок не более пяти месяцев с момента получения задания.

3.3.9. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от ОАО «СО ЕЭС» задание на настройку устройств и комплексов ПА, направляют ему:

- подтверждение о выполнении фактической настройки устройств и комплексов ПА в соответствии с его заданием не позднее трех рабочих дней с момента реализации задания;

- исполнительные схемы устройств или комплексов ПА не позднее одного месяца с момента реализации задания.

3.3.10. Задание на увеличение объема УВ АЧР, ЧАПВ выдается ОАО «СО ЕЭС» сетевым организациям или иным собственникам и законным владельцам объектов электросетевого хозяйства. По решению ОАО «СО ЕЭС» такое задание может быть выдано собственникам и законным владельцам электростанций либо непосредственно крупным потребителям электрической энергии. В целях выполнения такого задания сетевые организации, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, собственники или иные законные владельцы электростанций самостоятельно взаимодействуют с другими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

3.4. Управляющие воздействия ПА

3.4.1. Общие требования

3.4.1.1. Изменение объемов УВ устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии по согласованию с ОАО «СО ЕЭС».

3.4.1.2. Восстановление объемов УВ после их реализации действием устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации, осуществляется по диспетчерским командам ОАО «СО ЕЭС», если иное не обусловлено логикой ПА.

3.4.1.3. Для УВ, состоящих из нескольких ступеней, ступени с большим объемом УВ должны включать в себя ступени с меньшим объемом УВ.

3.4.1.4. 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 объемом УВ.

3.4.1.5. Состав подключенного к устройствам и комплексам ПА генерирующего оборудования для выполнения заданных ОАО «СО ЕЭС» объемов ОН, КРТ и ДРТ определяется собственником или иным законным владельцем соответствующего генерирующего оборудования.

3.4.1.6. На одни и те же объемы УВ могут действовать разные виды ПА.

3.4.1.7. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии передают ОАО «СО ЕЭС» результаты телеизмерений объемов ОН и ОГ.

3.4.1.8. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии два раза в год в рамках проведения контрольных замеров выполняют измерения объемов ОН и предоставляют результаты указанных измерений в ОАО «СО ЕЭС».

При необходимости по заданию ОАО «СО ЕЭС» не чаще чем раз в месяц субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии проводят внеочередные измерения объемов ОН и предоставляют результаты указанных измерений в ОАО «СО ЕЭС».

3.4.1.9. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии передают в ОАО «СО ЕЭС» информацию о суточных и сезонных изменениях нагрузки потребителей электрической энергии, подключенной к ОН, а ОАО «СО ЕЭС» учитывает указанную информацию при расчетах максимально-допустимых перетоков активной мощности по контролируемым сечениям.

3.4.2. Кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС

3.4.2.1. КРТ используется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

3.4.2.2. ДРТ используется для предотвращения нарушения статической устойчивости, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

3.4.2.3. Технические характеристики КРТ и ДРТ определяются собственником или иным законным владельцем ТЭС, АЭС на основе натурных испытаний систем регулирования энергоблоков при вводе в работу или модернизации энергоблоков и предоставляются в ОАО «СО ЕЭС».

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

3.4.3. Отключение генераторов

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

3.4.3.2. ОГ осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей с последующей работой технологической автоматики,

обеспечивающей сохранение генераторов в работе на холостом ходу, или на питание нагрузки собственных нужд, или безопасный останов генерирующего оборудования. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

3.4.3.3. ОГ энергоблоков ТЭС, оборудованных автоматической системой аварийной разгрузки энергоблоков, выполняется с автоматической аварийной разгрузкой энергоблоков и сохранением их в работе на питание собственных нужд.

3.4.4. Отключение нагрузки потребителей электрической энергии

3.4.4.1. ОН потребителей электрической энергии применяется для предотвращения нарушений устойчивости, ограничения снижения частоты и напряжения, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования.

3.4.4.2. ОН выполняется путем отключения всех электрических связей энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой с запретом автоматического ввода резерва отключенных связей.

3.4.4.3. Под действие ОН могут быть подключены энергопринимающие установки потребителей электрической энергии всех категорий надежности электроснабжения.

3.4.4.4. При действии ОН минимально необходимый уровень потребления электрической энергии в соответствии с уровнем аварийной или технологической брони обеспечивается путем использования потребителем электрической энергии автономных резервных источников питания с автоматическим запуском, предусмотренных категорией надежности электроснабжения этого потребителя.

В указанных случаях автономные резервные источники питания устанавливаются потребителем электрической энергии. В случае невыполнения потребителем электрической энергии указанного требования автономные резервные источники питания устанавливаются и обслуживаются сетевой организацией за счет соответствующего потребителя электрической энергии.

3.4.5. Форсировка возбуждения генераторов

3.4.5.1. ФВ применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генераторов электростанций.

3.4.5.2. Для любого типа генераторов кратности ФВ по току ротора и по напряжению возбуждения должны быть не менее 2.

3.4.6. Деление энергосистемы на несинхронно работающие части

3.4.6.1. ДС на несинхронно работающие части применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения/повышения частоты.

3.4.6.2. ДС производится отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

3.4.6.3. Сечения ДС выбираются с учетом следующих требований:

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

3.4.7. Автоматическая загрузка генераторов

3.4.7.1. АЗГ применяется для восстановления частоты, ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования.

3.4.7.2. АЗГ включает в себя:

- пуск резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС;
- перевод агрегатов ГЭС и ГАЭС, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим;
- перевод агрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме, в генераторный режим;
- загрузку гидрогенераторов.

3.4.7.3. АЗГ выполняется с максимально возможной скоростью, определенной собственником или иным законным владельцем ГЭС/ГАЭС на основании данных завода-изготовителя гидроагрегатов.

3.4.8. Электрическое торможение генераторов

3.4.8.1. ЭТ генераторов применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

3.4.8.2. ЭТ выполняется путем кратковременного автоматического включения активных нагрузочных сопротивлений на шины электростанции.

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

3.4.9. Изменение топологии электрической сети

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

3.4.9.2. Изменение топологии электрической сети осуществляется путем отключения ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов, разделения систем шин, не связанного с ДС.

3.4.9.3. Изменение топологии электрической сети применяется в случае неэффективности (невозможности) использования ОГ, АЗГ, ДРТ.

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

3.4.10.1. 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.

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

3.4.10.3. 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.

3.4.10.4. Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния установок поперечной и продольной компенсации для ограничения снижения или повышения напряжения всегда должно быть более приоритетным, чем изменение топологии сети и применение ОН.

4. Виды ПА энергосистем

4.1. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

4.1.1. Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости

4.1.1.1. ЛАПНУ предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, узла двигательной нагрузки, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

4.1.1.2. ЛАПНУ должна предусматривать возможность работы в автономном режиме и/или в качестве низового устройства ЦСПА.

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

4.1.1.4. ЛАПНУ должна обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня ЦСПА или заданной ОАО «СО ЕЭС» (принцип II-До).

4.1.1.5. В ЛАПНУ используются следующие пусковые факторы:

- факт отключения ЛЭП;
- факт отключения двух ЛЭП;
- факт отключения системы шин;
- факт отключения энергоблока;
- факт отключения трансформатора/автотрансформатора;
- факт близкого к шинам электростанции или затажного КЗ;
- факт превышения перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины.

4.1.1.6. ЛАПНУ должны устанавливаться на объектах электроэнергетики.

4.1.2. Централизованная система противоаварийной автоматики

4.1.2.1. ЦСПА предназначена для предотвращения нарушений устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

4.1.2.2. Архитектура ЦСПА должна предусматривать:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС»;
- одно или несколько низовых устройств (ЛАПНУ), устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств.

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

- прием и обработка телеметрической информации из ОИК;
- оценивание состояния и формирование текущей расчетной модели энергосистемы;
- расчет УВ для заданного набора пусковых органов с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-До);
- передача в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- обмен технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с КСПА, а также с ЦСПА смежных энергосистем.

4.1.2.4. Предельная величина расчетного цикла ЦСПА не должна превышать 30 секунд.

4.1.2.5. Расчетная модель ЦСПА должна быть наблюдаемой (объем передаваемой в ПТК верхнего уровня ЦСПА телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчетной модели энергосистемы).

4.1.2.6. Перестройка ЦСПА на ремонтную схему должна выполняться не более чем за 30 секунд.

4.1.2.7. Низовые устройства ЦСПА должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- прием 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.

4.1.2.8. Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должны быть организованы два независимых цифровых канала связи, которые должны соответствовать требованиям раздела 7.5 настоящего стандарта.

4.1.2.9. При выявлении неисправности ПТК верхнего уровня ЦСПА или указанных в подпункте 4.1.2.8 настоящего стандарта каналов связи низовые устройства должны автоматически переходить в автономный режим работы.

4.1.3. Координирующая система противоаварийной автоматики

4.1.3.1. КСПА предназначена для координации действия ЦСПА энергосистем с целью оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий.

4.1.3.2. КСПА должна осуществлять координацию ЦСПА путем задания ЦСПА следующих параметров:

- внешних эквивалентов для расчетных моделей ЦСПА;
- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий ЦСПА.

4.1.3.3. КСПА должна устанавливаться в диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС», в операционную зону которого входят координируемые ЦСПА энергосистем.

4.1.3.4. Между КСПА и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых ЦСПА должны быть организованы два независимых цифровых канала связи, которые должны соответствовать требованиям раздела 7.5 настоящего стандарта.

4.1.3.5. При выявлении неисправности КСПА или указанных в пункте 4.1.3.4 настоящего стандарта каналов связи ЦСПА должны автоматически переходить в автономный режим работы.

4.2. Автоматика ликвидации асинхронного режима

4.2.1. Автоматика ликвидации асинхронного режима предназначена для предотвращения и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.2. Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.3. Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путем ДС. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.4. На всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, должно обеспечиваться селективное выявление асинхронного режима с электрическим центром качаний в любой точке связи двумя устройствами АЛАР. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.5. Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.6. В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает ДС на другом объекте электроэнергетики, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.7. Алгоритм функционирования и параметры настройки устройств АЛАР должны обеспечивать:

- выявление асинхронного режима и выдачу управляющих воздействий;
 - выявление электрического центра качаний (в электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление электрического центра качаний);
 - учет количества циклов асинхронного режима;
 - отсутствие срабатывания при отсутствии асинхронного режима.
- (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.8. В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.9. В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на связях напряжением

330 кВ и выше, входящих в данное сечение. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

Для устройств АЛАР, установленных в электрической сети напряжением 220 кВ и ниже, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.2.10. Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

4.3. Автоматика ограничения снижения частоты

4.3.1. Устройства АОСЧ предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

4.3.2. Исходя из выполняемых функций, устройства АОСЧ подразделяются на устройства:

- АЧВР;
- АЧР;
- ДАР;
- ЧДА;
- ЧАПВ.

4.3.3. Автоматический частотный ввод резерва

4.3.3.1. Устройства АЧВР предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях предотвращения срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии.

4.3.3.2. Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в энергосистеме до значений 49,4–49,7 Гц.

4.3.3.3. Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

4.3.4. Автоматическая частотная разгрузка

4.3.4.1. Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего

оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

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

4.3.4.3. Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР.

Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться в диапазоне 46,5–48,8 Гц, уставки по частоте устройств специальной очереди АЧР – в диапазоне 49,0–49,2 Гц. Уставки по времени устройств АЧР-1 должны находиться в диапазоне 0,15–0,3 секунды и должны исключать действие устройств АЧР-1 при коротких замыканиях в электрической сети.

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

Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-2 несовмещенной;
- АЧР-2 совмещенной.

Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной входит в объем ОН, отключаемый АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее 60 % объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне 48,7–49,1 Гц. Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне 5–70 сек.

4.3.4.4. Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60 % от максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее – расчетный объем потребления), в том числе:

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, – не менее 50 % расчетного объема потребления (в том числе устройствами специальной очереди АЧР – не менее 3–4 % расчетного объема потребления);

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 несовмещенной, – не менее 10 % расчетного объема потребления.

4.3.5. Дополнительная автоматическая разгрузка

4.3.5.1. Устройства ДАР предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

4.3.5.2. Устройства ДАР устанавливаются в энергосистеме в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/сек.

4.3.5.3. Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, достаточном для обеспечения эффективной работы АЧР.

4.3.6. Частотная делительная автоматика

4.3.6.1. Устройства ЧДА предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

4.3.6.2. Устройства ЧДА действуют на ДС с целью выделения ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район.

4.3.6.3. Устройства ЧДА устанавливаются на всех ТЭС 25 МВт и выше, за исключением электростанций, на которых установка устройств ЧДА невозможна по условиям работы ТЭС. Невозможность установки устройств ЧДА оформляется решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с ОАО «СО ЕЭС».

4.3.6.4. Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.

4.3.6.5. Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне:

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

4.3.6.6. При выделении энергоблоков (генераторов) электростанции на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

4.3.6.7. Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе. Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с учетом действия АЧР.

4.3.6.8. Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении действием ЧДА на питание собственных нужд или на изолированный район. Указанная проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем ТЭС в рамках создания ЧДА, а также при значительном изменении схемы или нагрузки потребителей выделяемого района. Проверка должна выполняться путем проведения испытаний или имитационного моделирования. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

4.3.7. Частотное автоматическое повторное включение

4.3.7.3. Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

4.3.7.4. Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот 49,4–49,8 Гц.

4.3.7.5. Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

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

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

4.4. Автоматика ограничения повышения частоты

4.4.1. Устройства АОПЧ предназначены для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС и АЭС.

4.4.2. Устройства АОПЧ устанавливаются на электростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц с учетом действия первичного регулирования частоты.

4.4.3. Уставки устройств АОПЧ должны быть ниже уставок автоматов безопасности и находиться в диапазоне 51,0–53,0 Гц.

4.4.4. Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.

4.4.5. Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, обеспечивает их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленных на ТЭС и АЭС.

4.4.6. Действие устройств АОПЧ производится ступенями с разными уставками по частоте и времени.

4.5. Автоматика ограничения снижения напряжения

4.5.1. Устройства АОСН предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

4.5.2. Устройства АОСН контролируют 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).

4.5.3. В сетях 330 кВ и выше устройства АОСН действуют на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.

4.5.4. В сетях 220 кВ и ниже устройства АОСН действуют на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ или на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

4.5.5. Действие устройств АОСН должно быть отстроено по времени от действия устройств релейной защиты и сетевой автоматики (автоматический ввод резерва, автоматическое повторное включение).

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

4.6. Автоматика ограничения повышения напряжения

4.6.1. Устройства АОПН предназначены для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

4.6.2. Устройства АОПН устанавливаются на всех ЛЭП 500 кВ и выше длиной не менее 200 км с каждой стороны ЛЭП. Необходимость и места установки АОПН на ЛЭП 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП 330 кВ и ниже определяется проектом.

4.6.3. Устройства АОПН должны выполняться двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП.

Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать:

- 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 контролировать мгновенное значение напряжения и действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного автоматического повторного включения.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

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

4.6.5. В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей АОПН.

4.7. Автоматика ограничения перегрузки оборудования

4.7.1. Устройства АОПО предназначены для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП.

4.7.2. АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ, ОГ генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы;
- ДС, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети.
- отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети.

4.7.3. В устройствах АОПО предусматривается не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки электрооборудования и ЛЭП. Первая ступень действует на сигнал, последняя – на отключение перегружаемого элемента сети, промежуточные ступени действуют на разгрузку перегружаемого элемента сети. Число промежуточных ступеней АОПО определяется проектом.

4.7.4. В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

4.7.5. При реверсивных перетоках активной мощности по защищаемому элементу сети АОПО выбирает вид УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

5. Состав устройств ПА при создании (модернизации)

5.1. Устройства ПА на ЛЭП:

5.1.1. На ЛЭП 330 кВ и выше устанавливаются устройства фиксации отключения ЛЭП (с каждой стороны ЛЭП), УПАСК. На ЛЭП 110–220 кВ необходимость установки устройств фиксации отключения ЛЭП и устройств передачи аварийных сигналов и команд определяется проектными решениями.

5.1.2. На ЛЭП 330 кВ и ниже, по которым возможен асинхронный режим, а также на всех ЛЭП 500 кВ и выше должны предусматриваться устройства АЛАР (с каждой стороны ЛЭП). Отказ от установки устройств АЛАР на ЛЭП 500 кВ и выше и необходимость установки устройств АЛАР на ЛЭП 330 кВ и ниже определяются проектными решениями. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

5.1.3. На ЛЭП 500 кВ и выше устанавливаются устройства АОПН (с каждой стороны ЛЭП). Отказ от установки устройств АОПН на ЛЭП 500 кВ и необходимость установки устройств АОПН на ЛЭП 330 кВ и ниже определяется проектными решениями.

5.1.4. На ЛЭП при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства контроля предшествующего режима, АОПО, АЛАР неполнофазного режима.

5.2. На автотрансформаторе при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства фиксации отключения трансформатора, контроля предшествующего режима, АОПО.

5.3. На устройствах поперечной компенсации реактивной мощности (шунтирующих реакторах, управляемых шунтирующих реакторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах) устанавливаются устройства их автоматического отключения/включения от устройств АОСН и АОПН.

5.4. На всех энергоблоках АЭС и на энергоблоках ТЭС и ГЭС номинальной мощностью 500 МВт и выше должны предусматриваться устройства АЛАР. Необходимость установки устройств АЛАР на энергоблоках меньшей мощности должна определяться проектными решениями. (изм. см. приказ № 418 от 24.12.2015)

5.5. На энергоблоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и более предусматриваются КРТ, ДРТ, ОГ, устройства фиксации отключения блока. Необходимость организации КРТ, ДРТ и установки устройств фиксации отключения блока, ОГ на энергоблоках меньшей мощности определяется проектными решениями.

5.6. На генераторах ГЭС (ГАЭС) предусматриваются устройства ОГ, автоматического пуска гидрогенераторов, автоматической загрузки гидрогенераторов, автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим.

5.7. На электростанциях и подстанциях при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства и комплексы ЛАПНУ. Указанные устройства и комплексы предусматривают возможность работы в качестве низового устройства ЦСПА.

5.8. На ТЭС 25 МВт и выше предусматривается ЧДА, действующая на выделение генераторов ТЭС на сбалансированную нагрузку или собственные нужды ТЭС.

5.9. На подстанциях и электростанциях, питающих местную нагрузку, устанавливаются устройства АЧР, ЧАПВ.

5.10. На подстанциях при необходимости (определяется проектными решениями) устанавливаются устройства АОСН и АПВ АОСН.

6. Общие требования к устройствам и комплексам ПА

6.1. Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве ПА:
– функций релейной защиты и ПА;
– функций АПНУ с другими функциями ПА, обеспечивающими живучесть энергосистем.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

6.2. Не допускается аппаратное совмещение основного и резервного устройств ПА.

6.3. В случае аппаратного совмещения в одном устройстве ПА нескольких функций ПА неисправность или отказ одной из функций не

должны приводить к неправильному действию или отказу других функций и устройства ПА в целом, а функции ПА должны дублироваться другим устройством. (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

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

6.5. Реализация УВ от устройств и комплексов ПА на КРТ, ДРТ, АЗГ, ЭТ, ФВ, изменение режимов работы управляемых элементов электрической сети осуществляется 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 информационного обмена с АСУ ТП объекта электроэнергетики. Передача информации в АСУ ТП осуществляется с использованием стандартных протоколов обмена информацией.

6.8. 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.

6.9. При неисправности измерительных цепей тока и(или) напряжения устройство ПА, в алгоритмах которого используются замеры тока и(или) напряжения, должно автоматически блокировать выполнение функций противоаварийной автоматики.

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

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

6.12. Устройство ПА должно удовлетворять требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям по электромагнитной совместимости, электробезопасности и информационной безопасности, действующим на территории Российской Федерации.

6.13. Устройство ПА должно содержать внутреннюю функцию регистрации аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве ПА должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов.

6.14. Регистрация параметров функционирования устройства ПА должна быть синхронизирована по времени с помощью систем единого времени с точностью до 1 мс.

6.15. В устройстве ПА предусматривается автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

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

- паспорта-протоколы;
 - инструкции по оперативному обслуживанию (эксплуатации) устройств и комплексов ПА для оперативного персонала;
 - методические указания или инструкции по техническому обслуживанию устройств и комплексов ПА;
 - технические данные о настройке устройств ПА (для цифровых устройств ПА, включая файл параметрирования и актуальную версию программного обеспечения устройства и комплекса ПА);
 - карты уставок;
 - исполнительные схемы;
 - рабочие программы вывода из работы (ввода в работу) устройств ПА;
 - типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств ПА;
 - графики технического обслуживания устройств ПА.
- (изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

7. Организация сбора и передачи информации для ПА

7.1. Для ПТК верхнего уровня ЦСПА в качестве источника информации о параметрах электроэнергетического режима и состоянии ЛЭП и оборудования энергосистемы используется ОИК соответствующего диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС».

7.2. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов диспетчеризации в ОИК диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», в котором установлен ПТК верхнего уровня ЦСПА, не должно превышать 1–2 секунды. Телеизмерения и телесигналы, поступающие в ПТК верхнего уровня, должны содержать метки единого астрономического времени, формируемые на объектах электроэнергетики.

7.3. Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА организуются два независимых цифровых канала связи. Пропускная способность указанных каналов связи определяется проектом и составляет не менее 128 кБит/с.

7.4. Между КСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА организуются два независимых цифровых канала связи. Пропускная способность указанных каналов связи определяется проектом и составляет не менее 128 кБит/с.

7.5. Комплексы ЛАПНУ должны получать доаварийную информацию о параметрах электроэнергетического режима от датчиков, подключенных к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения.

7.6. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания, входящие в комплексы ЛАПНУ, а также устройства АОПО, АОПН, АОСН, АОСЧ, АОПЧ, АЛАР должны получать информацию о параметрах электроэнергетического режима от датчиков, подключенных к обмоткам релейной защиты и автоматики трансформаторов тока и напряжения.

7.7. В качестве каналов телемеханики для устройств и комплексов ПА, устанавливаемых на объектах электроэнергетики, могут быть использованы каналы передачи данных, организованные в кабельных, радиорелейных, волоконно-оптических линиях связи, в системах высокочастотной связи по ВЛ и УКВ радиосвязи.

7.8. Для передачи аварийных сигналов и команд ПА между объектами электроэнергетики и комплексами ЛАПНУ должны предусматриваться не менее двух, резервирующих друг друга независимых каналов, исключающих возможность их одновременного отказа по общей причине.

7.9. В канале передачи сигналов и команд ПА допускается совмещение передачи сигналов и команд ПА, технологической телефонной связи и телемеханики, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура). Технологическая связь и телемеханика не должна оказывать влияние на передачу сигналов и команд ПА.

7.10. Аппаратура каналов передачи сигналов и команд ПА должна обеспечивать:

- передачу сигналов и команд с задержкой по волоконно-оптическим и кабельным линиям связи не более 10 мс, по каналам высокочастотной связи на одной ЛЭП – не более 25 мс;

- вероятность ложного действия аппаратуры для передачи аварийных сигналов и команд ПА не более 10^{-6} ;

- вероятность пропуска команды не более 10^{-4} ;

- автоматический контроль исправности канала, действующий на сигнал, и блокировку прохождения сигналов и команд с возможностью деблокировки оперативным персоналом.

(изм. см. приказ № 201 от 29.07.2014)

8. Требования к организации мониторинга переходных режимов в энергосистемах для целей противоаварийного управления

8.1. Мониторинг переходных режимов в энергосистемах производится для контроля эффективности противоаварийного управления, проверки адекватности используемых при проектировании и эксплуатации ПА расчетных моделей энергосистем, повышения достоверности оценивания режима в ЦСПА, организации противоаварийного управления на базе синхронизированных измерений параметров режима энергосистем.

8.2. Регистраторы СМНР (системы мониторинга переходных режимов) устанавливаются на подстанциях 500 кВ и выше и электрических станциях с

установленной мощностью 500 МВт и выше.

8.3. Технические задания и проекты установки регистраторов СМПР согласовываются с ОАО «СО ЕЭС».

9. Подтверждение соответствия

Подтверждение соответствия устройств и комплексов ПА требованиям настоящего стандарта субъекты электроэнергетики и производители устройств и комплексов ПА осуществляют в виде добровольной сертификации и приемосдаточных испытаний.

Содержание:

(с учетом изм. по приказам № 201 от 29.07.2014, № 418 от 24.12.2015)

1. Область применения	3
2. Термины и сокращения	3
3. Организация автоматического противоаварийного управления	7
4. Виды ПА энергосистем.....	19
5. Состав устройств ПА при создании (модернизации)	28
6. Общие требования к устройствам и комплексам ПА.....	29
7. Организация сбора и передачи информации для ПА	31
8. Требования к организации мониторинга переходных режимов в энергосистемах для целей противоаварийного управления	32
9. Подтверждение соответствия	33

СТО 59012820.29.240.001-2011

УДК

Ключевые слова: энергосистема, аварийный режим, противоаварийное управление, противоаварийная автоматика.

Организация-разработчик:

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

(наименование организации разработчика)

Руководитель
организации-
разработчика

Председатель Правления
(должность)

(личная подпись)

Б.И. Аюев
(инициалы, фамилия)

Руководитель
разработки:

Первый заместитель
Председателя Правления
(должность)

(личная подпись)

Н.Г. Шульгинов
(инициалы, фамилия)

Исполнитель:

Руководитель ЦВПРА
(должность)

(личная подпись)

А.Т. Демчук
(инициалы, фамилия)

Оговорки о порядке применения стандарта ОАО «СО ЕЭС»
СТО 59012820.29.240.001-2011

«Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем.
Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса.
Условия создания объекта. Нормы и требования»

*(утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102,
с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201
и приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418)*

Выдержка из Протокола разногласий от 26.10.2015 к Договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от 23.07.2015 № ОДУ-339 (п. 5.5 Приложения № 1 к Договору), Протокола разногласий от 25.05.2016 к Дополнительному соглашению № 1 от 06.03.2016 к Договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от 23.07.2015 № ОДУ-339 (п. 1.2 дополнительного соглашения):

«7. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», (далее – Стандарт по ПА), указанный в пункте 5.5 раздела 5 настоящего приложения к договору, является обязательным для Заказчика и Исполнителя и применяется к отношениям Сторон в редакции, утвержденной Исполнителем (с учетом изменений, утвержденных приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418), за исключением пункта 6.1 Стандарта по ПА, который применяется к отношениям Сторон в следующей редакции:

«6.1 Совмещение функций РЗ и ПА, а также различных функций ПА в одном устройстве.

6.1.1. Не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и АПНУ, РЗ и ЧДА.

6.1.2. В отдельных случаях (не относящихся к п.6.1.1), при установке на энергообъекте устройств РЗА, в которых производителем аппаратуры реализованы функции РЗ и ПА в одном устройстве, на стадии разработки рабочей документации должны быть предусмотрены технические решения, предотвращающие возможность одновременного отказа функций РЗ и ПА при неисправности устройства (отказ по общей причине), а именно:

- аппаратное резервирование устройств РЗА;

- выполнение комплекса технических мероприятий по обеспечению принципов «ближнего резервирования», в том числе, разделение питания основных и резервных устройств по оперативному току, выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения от разных источников, несовмещение выходных цепей основных и резервных устройств РЗА, действие на различные электромагниты отключения выключателей и т.п.

6.1.3. Допускается передача посредством одного УПАСК (в одном канале) команд и сигналов РЗ и ПА.

6.1.4. В распределительных сетях напряжением ниже 110 кВ допускается реализация функций ПА (АЧР, АОСН) в терминалах РЗ. На блоках и генераторах мощностью менее 30 МВт допускается реализация функции ПА (АЛАР) в устройствах РЗ без выполнения аппаратного резервирования.

6.1.5. Не допускается совмещение в одном устройстве функций АПНУ с другими функциями ПА, обеспечивающими живучесть энергосистем.».