

Приложение 1  
к приказу АО «СО ЕЭС»  
от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

---

**СТО 59012820.29.020.004-2018**

(обозначение стандарта)

**30.03.2018**

(дата введения)

## **СТАНДАРТ**

**Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное  
управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика.  
Нормы и требования**

Издание официальное

**Москва  
2018**

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

## Сведения о Стандарте

1. РАЗРАБОТАН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

2. ВНЕСЕН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

3. УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от \_\_.\_\_.\_\_\_\_ № \_\_\_\_.

4. ВЗАМЕН: стандарта ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011, утвержденного приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102.

Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы».

## Содержание

<b>Введение .....</b>	<b>4</b>
<b>1. Область применения .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Нормативные ссылки .....</b>	<b>5</b>
<b>3. Термины и определения .....</b>	<b>6</b>
<b>4. Сокращения .....</b>	<b>8</b>
<b>5. Общие требования к организации автоматического противоаварийного управления .....</b>	<b>9</b>
<b>6. Виды противоаварийной автоматики .....</b>	<b>10</b>
<b>6.1. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости .....</b>	<b>11</b>
<b>6.2. Автоматика ликвидации асинхронного режима .....</b>	<b>17</b>
<b>6.3. Автоматика ограничения снижения частоты.....</b>	<b>19</b>
<b>6.4. Автоматика ограничения повышения частоты.....</b>	<b>21</b>
<b>6.5. Автоматика ограничения снижения напряжения .....</b>	<b>22</b>
<b>6.6. Автоматика ограничения повышения напряжения.....</b>	<b>22</b>
<b>6.7. Автоматика ограничения перегрузки оборудования .....</b>	<b>23</b>
<b>7. Управляющие воздействия ПА.....</b>	<b>24</b>
<b>8. Общие требования к устройствам и комплексам ПА.....</b>	<b>28</b>

## **Введение**

Настоящий стандарт входит в группу стандартов АО «СО ЕЭС», регламентирующих вопросы автоматического противоаварийного управления режимами энергосистем и устанавливающих требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики.

Стандарт содержит правила организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, область применения видов противоаварийной автоматики и общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики.

В развитие настоящего стандарта разрабатываются:

стандарты, устанавливающие основные функциональные и технические требования к устройствам противоаварийной автоматики;

стандарты устанавливающие правила определения логики действия и настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

## **1. Область применения**

1.1. Настоящий стандарт (далее – Стандарт) устанавливает правила организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, условия применения видов противоаварийной автоматики и общие требования к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики.

1.2. Стандарт предназначен для АО «СО ЕЭС», субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, организаций, осуществляющих деятельность по разработке устройств (комплексов) и алгоритмов функционирования противоаварийной автоматики, проектных и научно-исследовательских организаций.

1.3. Требования Стандарта должны соблюдаться всеми диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС».

1.4. Требования Стандарта должны учитываться при планировании (проектировании) развития электроэнергетической системы, проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении объектов электроэнергетики, подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям, разработке схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии, схем внешнего электроснабжения энергопринимающих установок потребителей, проектной документации для их технологического присоединения к электрическим сетям, создании (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики.

1.5. Стандарт не устанавливает технические требования к условиям эксплуатации, оперативного и технического обслуживания устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

## **2. Нормативные ссылки**

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;

стандарт 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».

Примечание. При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов. В случае если ссылочные стандарты заменены или изменены, необходимо использовать действующую версию этих стандартов с учетом всех внесенных в данную версию изменений.

### 3. Термины и определения

В Стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114-2016, а также следующие термины с соответствующими определениями:

**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.

**Асинхронный режим энергосистемы:** режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением отдельных генераторов энергосистемы при сохранении электрической связи между ними.

**Деление энергосистемы:** разделение энергосистемы на две или более несинхронно работающие части.

**Длительность цикла асинхронного режима:** период времени между двумя последовательными моментами времени, в которые напряжение в ЭЦК снижается до нуля.

**Дублированный режим передачи информации:** передача информации одновременно по двум независимым каналам связи.

**Защищаемый элемент:** ЛЭП, (авто)трансформатор, ошиновка, линейное оборудование (высокочастотные заградители и трансформаторы тока) и оборудование присоединения ЛЭП к подстанции (электростанции), допустимые режимы работы которого обеспечивает устройство или комплекс противоаварийной автоматики.

**Интервал одновременности:** промежуток времени, в пределах которого возникающие аварийные возмущения считаются одновременными.

**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.

**Команда противоаварийной автоматики:** команда на реализацию управляющего воздействия, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики.

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

**Комплекс автоматики предотвращения нарушения устойчивости (комплекс АПНУ):** комплекс противоаварийной автоматики, выполняющий функции автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

**Многочастотный асинхронный режим:** асинхронный режим энергосистемы, характеризующийся наличием трех и более групп несинхронно вращающихся генераторов.

**Начало цикла асинхронного режима:** момент времени в течение асинхронного режима, в который напряжение в электрическом центре качаний снижается до нуля.

**Независимые каналы связи:** каналы связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

**Непосредственное измерение режимного параметра:** измерение какого-либо режимного параметра, выполняемое непосредственно на объекте установки устройства противоаварийной автоматики без использования телеметрической информации.

**Прямое измерение режимного параметра:** измерение какого-либо режимного параметра, выполняемое устройством противоаварийной автоматики непосредственно без использования промежуточных измерительных датчиков.

**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 одной или нескольких связей.

**Сечение асинхронного режима:** совокупность элементов одной или нескольких связей, соединяющих две несинхронно работающие части энергосистемы, на которых располагается электрический центр качаний.

**Таблица управляющих воздействий (ТУВ):** определенные для каждого пускового органа вид, объем, место (направление) реализации управляющих воздействий, команды противоаварийной автоматики в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т.п.).

**Таблица управляющих воздействий локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ТУВ ЛАПНУ):** актуальная ТУВ, сформированная на основе таблицы параметров настройки устройства ЛАПНУ, включающей заданные для каждого пускового органа вид, объем и место (направление) реализации управляющих воздействий в заданных сечениях в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т.п.).

**Таблица управляющих воздействий централизованной системы противоаварийной автоматики (ТУВ ЦСПА):** ТУВ, рассчитанная программно-техническим комплексом верхнего уровня централизованной системы противоаварийной автоматики.

**Устройство локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (устройство ЛАПНУ):** устройство, обеспечивающее в соответствии с ТУВ ЛАПНУ или ТУВ ЦСПА выбор видов, объемов, мест (направлений) реализации управляющих воздействий и выдачу команд противоаварийной автоматики в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных

параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т.п.) для заданных пусковых органов.

**Уставка:** значение параметра настройки устройства противоаварийной автоматики, определяющее условия его функционирования.

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

**Фазовый угол:** угол между векторами напряжения в узлах энергосистемы.

**Цикл асинхронного режима:** изменение на 360 градусов относительного угла между векторами электродвижущей силы несинхронно работающих генераторов.

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

#### 4. Сокращения

АВР	–	автоматический ввод резерва;
АПВ	–	автоматическое повторное включение;
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическими процессами объектов электроэнергетики;
АЭС	–	атомная электростанция;
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция;
ГЭС	–	гидравлическая электростанция;
ДРТ	–	длительная разгрузка турбин энергоблоков;
ДЦ	–	диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»;
ИО	–	измерительный орган;
ИУ	–	исполнительное устройство;
КПР	–	контроль предшествующего режима;
КРТ	–	кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;
ЛЭП	–	линия электропередачи;
ОИК	–	оперативно-информационный комплекс;
ПТК	–	программно-технический комплекс;
РЗ	–	релейная защита;
РИСЭ	–	резервный источник снабжения электрической энергией;
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности;
ТМ	–	телемеханика;
ТН	–	трансформатор напряжения;
ТТ	–	трансформатор тока;
ТЭС	–	тепловая электростанция;
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд;



ФОб	–	фиксация отключения блока;
ФОЛ	–	фиксация отключения линии;
ФОСШ	–	фиксация отключения системы шин;
ФОТ	–	фиксация отключения трансформатора (автотрансформатора);
ФТКЗ	–	фиксация тяжести короткого замыкания;
ЦСПА	–	централизованная система противоаварийной автоматики;
ЭДС	–	электродвижущая сила;
ЭЦК	–	электрический центр качаний.

## **5. Общие требования к организации автоматического противоаварийного управления**

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

5.2. Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством противоаварийной автоматики (ПА), обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- предотвращение недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

5.3. Для реализаций функций противоаварийного управления должны использоваться:

- устройства измерения параметров режима и текущих объемов управляющих воздействий;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства автоматической дозировки воздействий, выполняющие выбор управляющих воздействий;
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

5.4. Для реализации функции предотвращения нарушения устойчивости должны использоваться ЦСПА или комплексы автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

5.5. Для реализации функций автоматической ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения или повышения частоты,

ограничения снижения или повышения напряжения, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования должны использоваться устройства, реализующие функции противоаварийного управления на основе информации о параметрах электроэнергетического режима, полученной путем их непосредственного и прямого измерения на объекте установки устройства.

5.6. Выполнение функций противоаварийного управления должно обеспечиваться посредством реализации следующих управляющих воздействий:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка 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.

5.7. Создание (модернизация) устройств и комплексов ПА должны осуществляться в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации».

## **6. Виды противоаварийной автоматики**

Противоаварийная автоматика подразделяется на следующие виды:

- автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), включающая автоматику разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и (или) генерирующего оборудования (АРО СГО), автоматику разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) и автоматику разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ);
- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН);
- автоматика предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования (АОПО);
- автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), включающая автоматический частотный ввод резерва (АЧВР), автоматическую частотную

разгрузку (АЧР), дополнительную автоматическую разгрузку (ДАР), частотную делительную автоматику (ЧДА) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

Классификация видов противоаварийной автоматики приведена на рис. 1

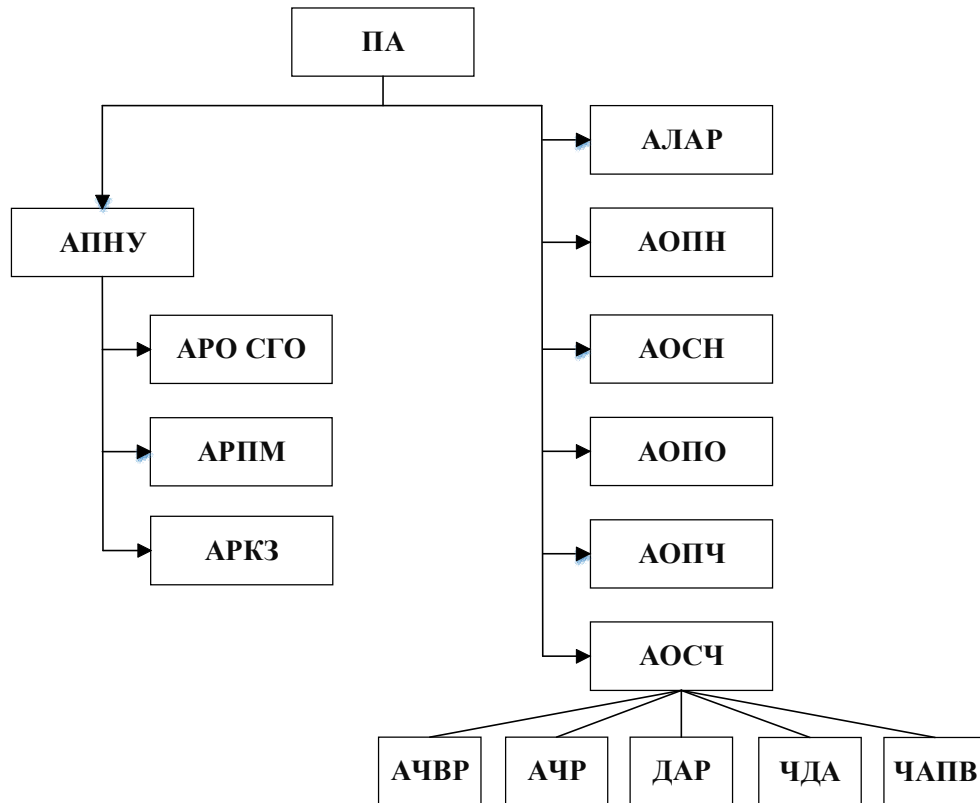


Рисунок 1. Виды противоаварийной автоматики

## 6.1. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

### 6.1.1. Общие требования

6.1.1.1. АПНУ должна реализовываться одним из следующих способов (определяется при проектировании):

- ЦСПА;
- комплекс АПНУ.

6.1.1.2. ЦСПА предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и обеспечения допустимых параметров электрического режима.

6.1.1.3. ЦСПА должна состоять из:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемого в ДЦ;
- одного или нескольких комплексов АПНУ, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудования и каналов передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня и устройством ЛАПНУ, входящим в состав каждого комплекса АПНУ.

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

- прием и обработка телеметрической информации из ОИК ДЦ, системы мониторинга переходных режимов;
- оценивание состояния электрического режима;
- формирование расчетной модели для текущей схемно-режимной ситуации на основании телеметрической информации;
- определение вида, объема и мест (направлений) реализации управляющих воздействий (УВ) для заданного набора пусковых органов и формирование ТУВ на основе расчета электроэнергетического режима;
- передача в устройства ЛАПНУ ТУВ ЦСПА для заданного для них набора пусковых органов;
- обмен технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые небалансы активной мощности, информация для оптимизации выбора УВ) с ЦСПА смежных энергосистем.

6.1.1.5. Длительность расчетного цикла ЦСПА не должна превышать 30 с.

6.1.1.6. ПТК верхнего уровня должен обеспечивать прием технологической информации от устройств ЛАПНУ (состояние устройства, протоколы срабатывания пусковых органов и выдачи УВ, режимные уведомления и др.).

6.1.1.7. Для ПТК верхнего уровня в качестве источника информации о параметрах электроэнергетического режима и состояния ЛЭП и оборудования должен использоваться ОИК ДЦ.

6.1.1.8. Объем передаваемой в ПТК верхнего уровня телеметрической информации из ОИК ДЦ должен обеспечивать корректное формирование расчетной модели для актуальной схемно-режимной ситуации.

6.1.1.9. Устройства ЛАПНУ в составе ЦСПА должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- получение и обработка доаварийной информации;
- возможность выбора УВ из ТУВ ЛАПНУ или ТУВ ЦСПА для заданного набора пусковых органов;
- выдача команд противоаварийного управления на реализацию УВ при поступлении аварийного сигнала пускового органа в соответствии с ТУВ ЛАПНУ или ТУВ ЦСПА;
- обмен информацией с ПТК верхнего уровня (состояние устройства, протоколы срабатывания пусковых органов и выдачи УВ, режимные уведомления и др.) по двум независимым цифровым каналам связи;
- автоматический переход в автономный режим при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня или цифровых каналов связи с ним.

6.1.1.10. Между каждым из устройств ЛАПНУ в составе ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА должно быть организовано два независимых

цифровых канала связи, пропускная способность которых определяется проектом, но не должна быть менее 128 кбит/с.

6.1.1.11. Состав устройств, входящих в комплексы АПНУ, в зависимости от реализуемых функций приведен на рисунке 2.

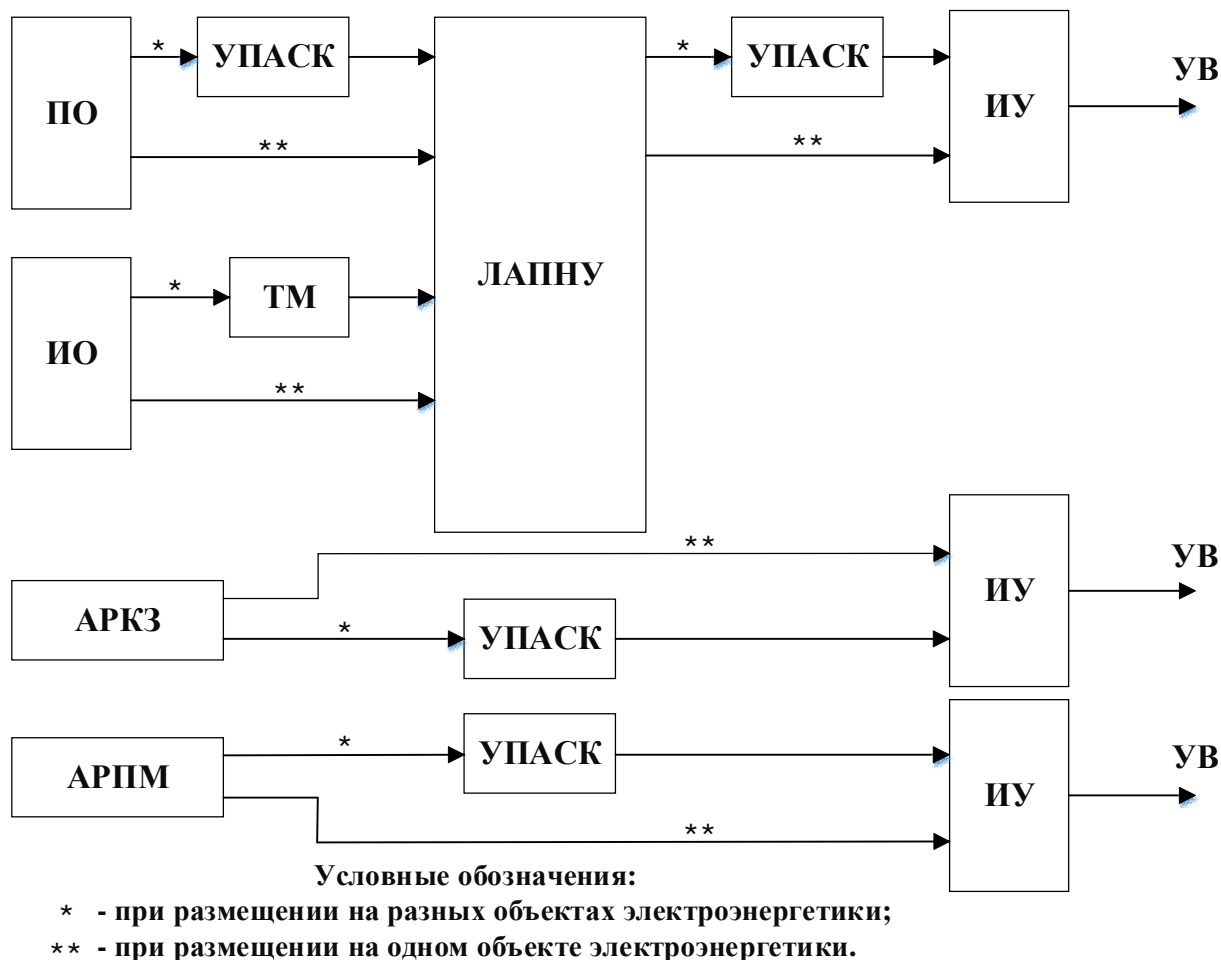


Рисунок 2. Структура комплекса АПНУ

6.1.1.12. Устройство ЛАПНУ должно обеспечивать выбор видов, объемов и мест (направлений) реализации УВ и выдачу УВ в зависимости от схемы сети, доаварийного перетока активной мощности в заданных сечениях и дополнительных параметров (температуры наружного воздуха или сезона и т.п.) для заданных пусковых органов.

6.1.1.13. Выбор видов, объемов и мест (направлений) реализации УВ должен осуществляться:

- при работе в составе ЦСПА – из ТУВ ЦСПА;
- при работе в автономном режиме – из ТУВ ЛАПНУ.

6.1.1.14. На объекте электроэнергетики должны устанавливаться два устройства ЛАПНУ, резервирующих друг друга.

6.1.1.15. Для передачи аварийных сигналов и команд ПА в комплексах АПНУ должны предусматриваться не менее двух резервирующих друг друга независимых каналов, исключающих возможность их одновременного отказа по общей причине.

6.1.1.16. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации в устройство ЛАПНУ не должно превышать 1 с.

6.1.1.17. Передача телеметрической информации в устройство ЛАПНУ должна осуществляться по двум независимым каналам связи в дублированном режиме передачи информации.

6.1.1.18. Измерительные цепи устройства ЛАПНУ должны подключаться к цепям измерения измерительных ТТ с обмоткой класса точности не хуже 0,5.

6.1.1.19. Устройства ЛАПНУ должны устанавливаться на объектах электроэнергетики.

## **6.1.2. Автоматика разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования**

6.1.2.1. АРО СГО предназначена для предотвращения нарушения статической устойчивости при отключении ЛЭП, трансформаторного оборудования, генерирующего оборудования, систем (секций) шин.

6.1.2.2. АРО СГО должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- фиксация отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- фиксация эксплуатационного состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- контроль предшествующего режима;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;
- выдача УВ.

6.1.2.3. В АРО СГО должны использоваться следующие пусковые факторы или их сочетания:

- отключение ЛЭП;
- отключение систем (секций) шин;
- отключение генерирующего оборудования;
- отключение трансформаторного оборудования.

6.1.2.4. Контроль предшествующего режима должен осуществляться посредством измерения доаварийного перетока активной мощности в сечении.

6.1.2.5. В качестве УВ для АРО СГО должны использоваться следующие управляющие воздействия:

- отключение нагрузки потребителей электрической энергии (ОН) в дефицитной части энергосистемы;

- КРТ с последующей ДРТ блоков электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- отключение генераторов (ОГ) в избыточной части энергосистемы.

6.1.2.6. Для выполнения функций фиксации отключения и фиксации эксплуатационного состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования должны использоваться устройства ФОЛ, ФОТ, ФОб, ФОСШ.

6.1.2.7. Необходимость установки устройств ФОЛ, ФОТ, ФОб, ФОСШ должна определяться проектными решениями.

6.1.2.8. Факт отключения блока должен фиксироваться при ручном и автоматическом (в том числе при работе технологических защит, действующих на закрытие стопорных клапанов турбины) отключении блока.

6.1.2.9. Автоматическая фиксация эксплуатационного состояния ЛЭП должна выполняться с двух сторон следующим образом:

- состояние ЛЭП «в работе» должно фиксироваться при включении ЛЭП с двух сторон;
- состояние ЛЭП «в ремонте» должно фиксироваться при трехфазном отключении ЛЭП с любой стороны.

Для трехконцевых ЛЭП принципы фиксации эксплуатационного состояния ЛЭП должны определяться проектными решениями.

6.1.2.10. Для реализации функций контроля предшествующего режима, выбора вида, объема и мест (направлений) реализации УВ и выдачи УВ должны использоваться устройства ЛАПНУ.

### **6.1.3. Автоматика разгрузки при перегрузке по мощности**

6.1.3.1. АРПМ предназначена для ликвидации перегрузки сечения электрической сети по активной мощности.

6.1.3.2. АРПМ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение перетока активной мощности в сечении или фазового угла между векторами напряжения;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;
- выдача УВ.

6.1.3.3. В АРПМ должны использоваться следующие пусковые факторы:

- превышение перетоком активной мощности заданной величины (устройство АРПМ с пусковым органом по активной мощности);
- превышение фазовым углом между векторами напряжения заданной величины (устройство АРПМ с пусковым органом по фазовому углу).

6.1.3.4. В качестве УВ для АРПМ должны использоваться следующие управляющие воздействия:

- ОН в дефицитной части энергосистемы;

- КРТ с последующей ДРТ блоков электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- ОГ в избыточной части энергосистемы.

6.1.3.5. Не допускается использование устройства АРПМ для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

6.1.3.6. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации в устройство АРПМ не должно превышать 500 мс.

6.1.3.7. Передача телеметрической информации в устройство АРПМ должна осуществляться по двум независимым каналам связи в дублированном режиме передачи информации.

6.1.3.8. Измерительные цепи устройства АРПМ должны подключаться к цепям измерения измерительных ТТ с обмоткой класса точности не хуже 0,5.

#### **6.1.4. Автоматика разгрузки при коротких замыканиях**

6.1.4.1. АРКЗ предназначена для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

6.1.4.2. АРКЗ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- фиксация тяжести короткого замыкания;
- контроль предшествующего режима;
- выбор вида, объема и мест (направлений) реализации УВ;
- выдача УВ.

6.1.4.3. ФЗТК должна выполняться путем непосредственного и прямого измерения одного или нескольких из следующих параметров во время короткого замыкания:

- величины сброса активной мощности электростанции (отдельных генераторов или групп генераторов электростанции);
- величины напряжения прямой последовательности на шинах электростанции (подстанции по пункту 6.1.4.9);
- величины угла между ЭДС и напряжением на шинах генераторов электростанции.

Использование иных пусковых факторов для фиксации тяжести короткого замыкания не допускается.

6.1.4.4. Контроль предшествующего режима должен осуществляться посредством измерения одного или нескольких из следующих параметров:

- доаварийной суммарной активной мощности электростанции;
- доаварийной активной мощности отдельных генераторов;
- доаварийной суммарной активной мощности группы генераторов электростанции;
- доаварийного перетока активной мощности в полном или частичном (при наличии обоснований) сечении выдачи мощности электростанции.



6.1.4.5. Допускается использование в АРКЗ аварийных сигналов, формируемых устройствами фиксации отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования с целью оптимизации УВ.

6.1.4.6. АРКЗ должна реализовываться одним из следующих способов:

- обособленное устройство АРКЗ;
- совокупность обособленного устройства ФТКЗ и устройства ЛАПНУ, реализующего функции КПП, выбора вида, объема и мест (направлений) реализации УВ и выдачи УВ.

6.1.4.7. В качестве УВ для АРКЗ должны использоваться КРТ (в том числе с последующей ДРТ), ОГ или изменение топологии сети.

6.1.4.8. Измерительные цепи устройства АРКЗ (ФТКЗ) должны подключаться ко вторичной обмотке ТТ класса точности 10Р (5Р). Устройство АРКЗ (ФТКЗ) должно подключаться не менее чем к двум трансформаторам напряжения.

6.1.4.9. Устройства АРКЗ должны устанавливаться на электростанциях. Допускается установка АРКЗ на подстанции, если электростанция не имеет собственного распределительного устройства или установка АРКЗ на подстанции обеспечивает динамическую устойчивость генерирующего оборудования нескольких электростанций.

## **6.2. Автоматика ликвидации асинхронного режима**

6.2.1. АЛАР предназначена для ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

6.2.2. АЛАР должна применяться вне зависимости от использования АПНУ.

6.2.3. Автоматическая ликвидация асинхронных режимов реализуется совокупностью устройств АЛАР, устанавливаемых на объектах электроэнергетики.

6.2.4. На всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР.

6.2.5. Устройства АЛАР должны ликвидировать асинхронный режим в полнофазном режиме.

6.2.6. На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, должно обеспечиваться:

- селективное выявление асинхронного режима;
- ликвидация асинхронного режима двумя устройствами АЛАР при нахождении ЭЦК в любой точке связи.

6.2.7. Асинхронный режим с ЭЦК на ЛЭП должны выявлять два устройства АЛАР, установленные на разных объектах электроэнергетики.

На межгосударственных линиях электропередачи при отсутствии возможности установки устройств АЛАР на разных объектах

электроэнергетики по согласованию с АО «СО ЕЭС» допускается установка двух устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики.

При установке устройств АЛАР на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться:

- разделение питания устройств АЛАР по оперативному току;
- выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения устройств АЛАР от разных источников;
- отсутствие совмещения выходных цепей устройств АЛАР;
- действие устройств АЛАР на различные электромагниты отключения выключателей.

6.2.8. На всех генераторах АЭС и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС должны устанавливаться два устройства АЛАР.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах мощностью менее 500 МВт ТЭС и ГЭС должна определяться проектными решениями.

6.2.9. При необходимости установки устройств АЛАР на двух и более генераторах, подключенных к общим шинам посредством одного выключателя, допускается установка двух устройств АЛАР, включенных на суммарный ток данных генераторов.

6.2.10. Алгоритм функционирования устройств АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и устройств АЛАР на генераторах должен обеспечивать выявление ЭЦК. В электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявление ЭЦК.

6.2.11. Устройства АЛАР должны действовать на ДС или отключение генераторов. Реализация УВ с целью ресинхронизации не допускается.

6.2.12. Действие устройств АЛАР на деление энергосистемы на несинхронно работающие части (ДС) должно производиться посредством отключения ЛЭП и/или автотрансформаторов с запретом АПВ всех отключаемых выключателей. При этом отключение должно осуществляться:

- ЛЭП 330 кВ и выше – с двух сторон;
- ЛЭП 220 кВ и ниже – с двух сторон при наличии каналов для передачи команды на телеотключение;
- автотрансформаторов – со стороны высокого и среднего напряжения.

6.2.13. Элементы электрической сети, отключаемые действием устройств АЛАР, должны определяться с учетом:

- наличия на отключаемом элементе ЭЦК;
- минимизации небалансов активной мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- минимизации количества отключаемых выключателей.

6.2.14. Для минимизации небалансов активной мощности в разделяемых частях энергосистемы допускается действие устройств АЛАР на ДС на смежном объекте электроэнергетики при условии действия

последней ступени этого устройства АЛАР на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

6.2.15. Алгоритм функционирования устройств АЛАР, установленных на связи с промежуточными подстанциями, должен обеспечивать возможность настройки, исключающей обесточивание нагрузки промежуточных подстанций при реализации УВ.

6.2.16. Устройства АЛАР, устанавливаемые на генераторах, должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронного режима возбужденного генератора относительно электростанции посредством его отключения.

6.2.17. При реализации в отдельном или многофункциональном устройстве ПА функции АЛАР генератора, работающего по схеме «блок генератор-трансформатор», должно предусматриваться действие разных ступеней устройства АЛАР на выключатели разных классов напряжения (при их наличии).

6.2.18. Первые ступени устройств АЛАР, установленных на генерирующем оборудовании, должны выдавать УВ на отключение генераторов до начала второго цикла асинхронного режима.

6.2.19. Первые ступени устройств АЛАР, установленных в электрической сети напряжением 330 кВ и выше, должны выдавать УВ на ДС до начала второго цикла асинхронного режима.

6.2.20. Устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС после выдачи УВ на ДС устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в одно сечение асинхронного режима, но не позднее начала пятого цикла асинхронного режима.

6.2.21. При выявлении возможности возникновения многочастотного асинхронного режима должны устанавливаться устройства АЛАР, выдающие УВ на ДС до начала первого цикла асинхронного режима.

6.2.22. Измерительные цепи устройства АЛАР должны подключаться ко вторичной обмотке ТТ класса точности 10Р (5Р).

### **6.3. Автоматика ограничения снижения частоты**

6.3.1. АОСЧ предназначена 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.

6.3.2. Функции АОСЧ выполняются устройствами АЧВР, АЧР, ДАР, ЧДА, ЧАПВ.

### **6.3.3. Автоматический частотный ввод резерва**

6.3.3.1. АЧВР предназначен для снижения дефицита активной мощности в целях предотвращения срабатывания устройств АЧР или минимизации объема управляющих воздействий, реализуемых действием устройств АЧР.

6.3.3.2. В АЧВР должен использоваться пусковой фактор снижения частоты.

6.3.3.3. В качестве УВ для АЧВР должна использоваться автоматическая загрузка генераторов (АЗГ).

6.3.3.4. Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

### **6.3.4. Автоматическая частотная разгрузка**

6.3.4.1. АЧР предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

6.3.4.2. В АЧР должен использоваться пусковой фактор снижения частоты.

6.3.4.3. В качестве УВ для АЧР должно использоваться ОН.

### **6.3.5. Дополнительная автоматическая разгрузка**

6.3.5.1. ДАР предназначена для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

6.3.5.2. В ДАР должны использоваться пусковые факторы по отключению ЛЭП, сетевого или генерирующего оборудования.

6.3.5.3. В ДАР не допускается использовать пусковой фактор скорости снижения частоты.

6.3.5.4. В качестве УВ для ДАР должно использоваться ОН, реализуемое без выдержки времени.

6.3.5.5. Устройства ДАР должны использоваться при вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

### **6.3.6. Частотная делительная автоматика**

6.3.6.1. ЧДА предназначена для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

6.3.6.2. В ЧДА должен использоваться пусковой фактор снижения частоты.

6.3.6.3. ЧДА должна реализовываться на всех ТЭС установленной мощностью 25 МВт и более и осуществлять выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на собственные нужды. При проектном обосновании допускается осуществлять выделение

электростанций, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на изолированный район нагрузки.

6.3.6.4. При невозможности реализации ЧДА по условиям работы ТЭС на электростанциях должны устанавливаться РИСЭ для обеспечения живучести электростанции и электроснабжения собственных нужд. Мощность РИСЭ определяется при проектировании с учетом требований к живучести электростанции и нагрузки собственных нужд.

6.3.6.5. Измерительные органы ЧДА должны устанавливаться на электростанциях. Установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства не допускается.

### **6.3.7. Частотное автоматическое повторное включение**

6.3.7.1. ЧАПВ предназначено для автоматического восстановления электроснабжения потребителей электрической энергии, нагрузка потребления которых отключена действием АЧР, в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

6.3.7.2. В ЧАПВ должен использоваться пусковой фактор повышения частоты.

6.3.7.3. В качестве управляющих воздействий для ЧАПВ должно использоваться включение нагрузки потребителей электрической энергии.

6.3.7.4. Устройства ЧАПВ рекомендуется устанавливать на подстанциях, на которых действиями оперативного персонала невозможно быстрое восстановление электроснабжения нагрузки потребителей электрической энергии, отключенной действием устройств АЧР.

## **6.4. Автоматика ограничения повышения частоты**

6.4.1. АОПЧ предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности или технологических защит от повышения частоты вращения турбин ТЭС, ГЭС и АЭС.

6.4.2. В АОПЧ должны использоваться пусковые факторы:

- повышение частоты;
- повышение частоты и скорость изменения частоты.

6.4.3. В качестве УВ для АОПЧ должно использоваться ОГ или КРТ с последующей ДРТ.

6.4.4. Устройства АОПЧ должны устанавливаться на электростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с избытком мощности, приводящим к недопустимому по величине и длительности повышению частоты для генерирующего оборудования.

6.4.5. Уставки устройств АОПЧ по частоте должны быть ниже уставок автоматов безопасности или технологических защит от повышения частоты вращения и находиться в диапазоне от 50,5 Гц до 53,0 Гц.

6.4.6. Ступени с уставками по скорости повышения частоты (при реализации в устройствах АОПЧ) должны резервироваться ступенями с уставками по частоте.

6.4.7. Устройства АОПЧ должны подключаться по цепям напряжения к двум ТН.

## **6.5. Автоматика ограничения снижения напряжения**

6.5.1. АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности снижения напряжения по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

6.5.2. В АОСН должен использоваться пусковой фактор снижения напряжения прямой последовательности.

6.5.3. В качестве УВ для АОСН должны использоваться изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ, или ОН.

6.5.4. Устройства АОСН должны подключаться к двум ТН.

## **6.6. Автоматика ограничения повышения напряжения**

6.6.1. АОПН предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

6.6.2. В АОПН должен использоваться пусковой фактор повышения напряжения.

6.6.3. В качестве УВ для АОПН должны использоваться изменение эксплуатационного состояния СКРМ или отключение ЛЭП.

6.6.4. Устройства АОПН должны устанавливаться на всех ЛЭП 500 кВ и выше длиной более 200 км. Необходимость и места установки устройств АОПН на ЛЭП 500 кВ меньшей длины, а также на ЛЭП 330 кВ и ниже должны определяться проектными решениями.

6.6.5. Устройства АОПН должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП.

6.6.6. Устройства АОПН должны обеспечивать контроль в каждой фазе величины и длительности повышения напряжения, величины и направления перетока реактивной мощности по ЛЭП, включенное / отключенное состояние выключателей ЛЭП, обеспечивать возможность контроля величины перетока активной мощности по ЛЭП.

Первая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать:

- с первой выдержкой времени на изменение эксплуатационного состояния СКРМ;
- со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного автоматического повторного включения.

Вторая ступень должна контролировать действующее значение напряжения и действовать с минимальной выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного автоматического повторного включения.

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

6.6.8. Устройства АОПН должны подключаться к двум ТН.

## **6.7. Автоматика ограничения перегрузки оборудования**

6.7.1. АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

6.7.2. В АОПО должен использоваться пусковой фактор повышения тока.

6.7.3. В качестве УВ для АОПО должны использоваться:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ или КРТ с последующей ДРТ блоков электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- ОГ электрических станций в избыточной части энергосистемы;
- изменение режима работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока);
- изменение топологии электрической сети;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- отключение защищаемого элемента с запретом АПВ.

6.7.4. При необходимости реализации разных УВ при разных направлениях перетока активной мощности АОПО должна выбирать УВ с учетом направления перетока активной мощности по защищаемому элементу сети.

6.7.5. В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой нагрузки защищаемого элемента. При этом для каждой ступени должна быть предусмотрена возможность задания нескольких выдержек времени на срабатывание.

6.7.6. Действие устройства АОПО на отключение ЛЭП должно сопровождаться пуском устройства резервирования отказа выключателя на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

6.7.7. Измерительные цепи устройства АОПО должны подключаться к цепям измерения измерительных ТТ с обмоткой класса точности не хуже 0,5 (допускается использование обмоток ТТ с классом точности 10Р (5Р) при наличии обоснований).

6.7.8. Измерение действующего значения тока и напряжения (при необходимости учета направления перетока активной мощности) должно осуществляться в месте установки устройства АОПО. В случае отсутствия ТН на защищаемом элементе, допускается измерение действующего напряжения на системе (секции) шин, к которой подключен защищаемый элемент.

## **7. Управляющие воздействия ПА**

### **7.1. Общие требования**

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

7.1.2. 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.

7.1.3. Состав подключенного к устройствам и комплексам ПА генерирующего оборудования для выполнения заданных АО «СО ЕЭС» объемов АЗГ, ОГ, КРТ и ДРТ определяется собственником или иным законным владельцем соответствующего генерирующего оборудования. Информация о подключении (отключении) к устройствам ПА конкретной единицы генерирующего оборудования для выполнения заданных АО «СО ЕЭС» объемов АЗГ, ОГ, КРТ и ДРТ должна автоматически передаваться в ДЦ в виде телесигнала (подключен / отключен).

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

7.1.5. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны передавать в ДЦ телеизмерения объемов ОН и ОГ, реализуемых устройствами и комплексами ПА. При отсутствии технической возможности передачи телеизмерения объемов ОН субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии передают информацию о величине нагрузки потребления электрической энергии, подключенной к ОН, с периодичностью, определенной ДЦ.

7.1.6. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии два раза в год (в третью среду июня и третью среду декабря) при проведении контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней



напряжения выполняют измерения объемов ОН и предоставляют результаты указанных измерений в ДЦ.

При необходимости по заданиям ДЦ, но не чаще чем раз в месяц субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии проводят внеочередные измерения объемов ОН и предоставляют результаты указанных измерений в ДЦ.

При этом сетевые организации при получении от ДЦ заданий на проведение контрольных (внеочередных) замеров наряду с проведением таких замеров на принадлежащих им объектах электросетевого хозяйства также организуют проведение контрольных (внеочередных) замеров собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, технологически присоединенных к электрическим сетям таких сетевых организаций, либо непосредственно осуществляют замеры на соответствующих объектах (установках) в случае, если договором об оказании услуг по передаче электрической энергии или договором энергоснабжения предусмотрено, что указанные действия выполняют сетевые организации.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют результаты проведенных (организованных) ими контрольных (внеочередных) замеров в ДЦ непосредственно – при получении задания на проведение замеров от ДЦ или через сетевую организацию, к электрическим сетям которой присоединены принадлежащие им объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки, – в случаях, указанных в абзаце третьем настоящего пункта, в установленном ДЦ формате в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера.

## **7.2. Кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС**

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

7.2.2. КРТ в сочетании с ДРТ используется для предотвращения нарушения статической устойчивости, ограничения повышения частоты, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.2.3. Технические характеристики КРТ и ДРТ должны определяться собственниками или иными законными владельцами ТЭС, АЭС на основе натурных испытаний систем регулирования энергоблоков при вводе в работу или модернизации энергоблоков и предоставляться в ДЦ.

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

7.2.5. На всех блоках ТЭС и АЭС номинальной мощностью 500 МВт и выше должна быть предусмотрена возможность использования КРТ и ДРТ.

### **7.3. Отключение генераторов**

7.3.1. ОГ применяется для предотвращения нарушения статической устойчивости, динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций, ограничения повышения частоты, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.3.2. ОГ осуществляется отключением генераторных или блочных выключателей с последующей работой технологической автоматики, обеспечивающей работу генераторов на холостом ходу или в режиме электроснабжения нагрузки собственных нужд или обеспечивающей безопасный останов генерирующего оборудования.

7.3.3. ОГ энергоблоков ТЭС, оборудованных автоматической системой аварийной разгрузки энергоблоков, выполняется с автоматической аварийной разгрузкой энергоблоков и обеспечением их работы в режиме электроснабжения нагрузки собственных нужд.

### **7.4. Отключение нагрузки потребителей электрической энергии**

7.4.1. Отключение нагрузки потребителей электрической энергии применяется для предотвращения нарушения статической устойчивости, ограничения снижения частоты и напряжения, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.4.2. ОН выполняется путем отключения всех электрических связей энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой. Электрические связи энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с энергосистемой после отключения от ОН не должны включаться действием АПВ, АВР.

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

### **7.5. Деление энергосистемы на несинхронно работающие части**

7.5.1. ДС применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения частоты.

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

7.5.3. Сечения ДС должны выбираться с учетом:

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

7.5.4. На объектах электроэнергетики, на которых для выполнения ДС проводится отключение ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, следует устанавливать устройства синхронизации.

## **7.6. Автоматическая загрузка генераторов**

7.6.1. АЗГ применяется для ограничения снижения частоты, предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

7.6.2. АЗГ реализуется действием на:

- пуск резервных агрегатов ГЭС и ГАЭС, газотурбинных и парогазовых установок, газопоршневых агрегатов;
- 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, газотурбинных и парогазовых установок, газопоршневых агрегатов.

7.6.3. АЗГ должна выполняться с максимально возможной скоростью, определенной собственником или иным законным владельцем оборудования на основании данных завода-изготовителя генерирующего оборудования.

## **7.7. Электрическое торможение генераторов**

7.7.1. Электрическое торможение генераторов применяется для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций.

7.7.2. Электрическое торможение выполняется путем кратковременного автоматического включения нагрузочных сопротивлений на шины электростанции.

## **7.8. Изменение топологии электрической сети**

7.8.1. Изменение топологии электрической сети используется для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, ограничения снижения или повышения напряжения, предотвращения нарушения динамической устойчивости.

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

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

Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети применяется для

предотвращения нарушения устойчивости, ограничения снижения или повышения напряжения, ограничения снижения частоты и предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования.

## **8. Общие требования к устройствам и комплексам ПА**

8.1. Алгоритмы функционирования и параметры настройки (уставки) устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать реализацию оптимальных управляющих воздействий.

8.2. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу в ДЦ телесигналов о срабатывании устройств и комплексов ПА, являющихся объектами диспетчеризации.

8.3. Требования к совмещению функций РЗ и ПА, а также различных функций ПА в одном устройстве:

8.3.1. Не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и АПНУ (за исключением функций фиксации отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования и эксплуатационного состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования), РЗ и ЧДА.

8.3.2. В отдельных случаях (за исключением указанных в пункте 8.3.1) при установке на объекте электроэнергетики 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.

8.3.3. В распределительных сетях напряжением ниже 110 кВ допускается реализация функций АЧР и АОСН в терминалах РЗ.

8.3.4. Допускается реализация в одном устройстве ПА нескольких функций ПА, за исключением реализации в одном устройстве функций АПНУ (кроме функций фиксации отключения ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования и эксплуатационного состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования) и других функций ПА.

8.3.5. При аппаратном совмещении 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;
- выполнение функции ПА должно дублироваться другим устройством (устройствами).

8.4. В устройствах ПА должна быть предусмотрена возможность оперативного ввода (вывода) каждого аварийного сигнала и каждой команды ПА.

8.5. Блокирование УВ, реализуемых от других устройств ПА устройством ЛАПНУ, не допускается.

8.6. Реализацию УВ от устройств и комплексов ПА на ОГ, ОН, ДС, изменение топологии электрической сети следует осуществлять без использования технических средств АСУ ТП объекта электроэнергетики.

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

8.8. Измерение перетока активной мощности для контроля предшествующего режима должно осуществляться двумя датчиками мощности.

8.9. При неисправности измерительных цепей напряжения устройство ПА, в алгоритмах которого используют измерения напряжения, должно автоматически блокировать выполнение функций ПА.

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

8.11. 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 телефонная связь и телемеханика не должны оказывать влияние на передачу сигналов и команд ПА.

8.12. 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 для одночастотного кодирования – не более 50 мс, для двухчастотного кодирования – не более 75 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.

8.13. 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.

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

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

---

наименование организации-разработчика

*Руководитель организации-разработчика*

Председатель Правления

*должность*

*личная подпись*

Б.И. Аюев

*инициалы, фамилия*

*Руководитель разработки*

Заместитель

Председателя Правления

*должность*

*личная подпись*

С.А. Павлушко

*инициалы, фамилия*

*Исполнители*

Начальник

Службы внедрения

противоаварийной и режимной

автоматики

*должность*

*личная подпись*

Е.И. Сацук

*инициалы, фамилия*