



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

---

**СТО 59012820.29.020.001-2026**  
*регистрационный номер (обозначение)*

\_\_\_\_\_  
*(дата введения)*

## СТАНДАРТ

### Релейная защита и автоматика

**Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем**

### **ПРАВИЛА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СЕТЕВОГО И (ИЛИ) ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Издание официальное

Москва  
2026

## 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 \_\_\_\_.\_\_\_\_.2026 № \_\_\_\_\_.

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

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

**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>1. Область применения.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Нормативные ссылки.....</b>	<b>3</b>
<b>3. Термины, определения и сокращения .....</b>	<b>4</b>
<b>4. Общие требования.....</b>	<b>6</b>
<b>5. Требования к формированию ПОр .....</b>	<b>8</b>
<b>6. Определение состава УВ.....</b>	<b>8</b>
<b>7. Определение состава ремонтов и ПОр.....</b>	<b>10</b>
<b>8. КПП.....</b>	<b>10</b>
<b>9. Определение настройки устройств АРО СГО.....</b>	<b>11</b>

## **1. Область применения**

1.1. Настоящий стандарт устанавливает требования к определению параметров настройки устройств автоматики разгрузки при отключении линии электропередачи, сетевого и (или) генерирующего оборудования (далее – АРО СГО), выполненных как в виде отдельных устройств противоаварийной автоматики, так и в виде микропроцессорных устройств с функцией автоматической разгрузки при отключении линии электропередачи, сетевого и (или) генерирующего оборудования.

Примечание. По тексту стандарта указание на АРО СГО означает, что соответствующее правило и требование к определению параметров настройки (уставок) АРО СГО при отсутствии отдельных уточнений относится как к локальной автоматике предотвращения нарушения устойчивости (далее – ЛАПНУ), функционирующей не в составе централизованной системы противоаварийной автоматики (далее – ЦСПА), так и к ЛАПНУ, функционирующей в составе ЦСПА.

1.2. Настоящий стандарт не устанавливает требования к электромагнитной совместимости, условиям эксплуатации, сервисному обслуживанию, объему заводских проверок, изоляции, пожаробезопасности, электробезопасности, информационной безопасности, оперативному и техническому обслуживанию, алгоритмам функционирования АРО СГО.

1.3. Требования настоящего стандарта должны соблюдаться всеми диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС»:

при определении параметров настройки (уставок) устройств АРО СГО, подготовке и выдаче заданий по настройке вновь вводимых (модернизируемых) устройств АРО СГО, а также при необходимости изменения параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования существующих устройств АРО СГО;

при рассмотрении и согласовании проектной и рабочей документации на создание (модернизацию) устройств АРО СГО.

## **2. Нормативные ссылки**

2.1. В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения» (далее – ГОСТ Р 57114-2022);

ГОСТ Р 59979-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости» (далее – ГОСТ Р 59979-2025);

стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.004-2020 «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, а также допустимых перетоков

активной мощности в контролируемых сечениях при работе в вынужденном режиме» (далее – СТО 59012820.27.010.004-2020).

Примечание. При пользовании указанными стандартами целесообразно проверить действие ссылочных стандартов. В случае если ссылочный стандарт заменен или изменен, необходимо использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, необходимо применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3. Термины, определения и сокращения

3.1. В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ Р 57114-2022, ГОСТ Р 59979-2025, а также следующие термины и сокращения с соответствующими определениями и расшифровками:

<b>АБД</b>	– автоматика балансирующего действия, предназначенная для компенсации небаланса активной мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования, сбросом нагрузки, отделением части ЕЭС России на изолированную работу с избытком или дефицитом активной мощности;
<b>АЗГ</b>	– автоматическая загрузка генераторов;
<b>АОПО</b>	– автоматика ограничения перегрузки оборудования;
<b>АОСН</b>	– автоматика ограничения снижения напряжения;
<b>АПВ</b>	– автоматическое повторное включение;
<b>АРО СГО</b>	– автоматика разгрузки при отключении линии электропередачи, сетевого и (или) генерирующего оборудования;
<b>АРОБ</b>	– автоматика разгрузки при отключении энергоблока (генератора);
<b>АРОЛ</b>	– автоматика разгрузки при отключении линии электропередачи;
<b>АРОН</b>	– автоматика разгрузки при отключении нагрузки;
<b>АРОСШ</b>	– автоматика разгрузки при отключении системы (секции) шин;
<b>АРОТ</b>	– автоматика разгрузки при отключении трансформатора (автотрансформатора);
<b>АРС</b>	– автоматическая разгрузка станции;
<b>АЭС</b>	– атомная электростанция;
<b>ВПТ</b>	– вставка постоянного тока;
<b>ВЭС</b>	– ветровая электростанция;
<b>ГАЭС</b>	– гидроаккумулирующая электростанция;
<b>ГЭС</b>	– гидроэлектростанция;

<b>ДРТ</b>	– длительная разгрузка турбин генерирующего оборудования;
<b>ДЦ</b>	– диспетчерский центр;
<b>КПР</b>	– устройство (функция) контроля предшествующего режима;
<b>КРТ</b>	– кратковременная разгрузка турбин генерирующего оборудования;
<b>КС</b>	– контролируемое сечение;
<b>ЛАПНУ</b>	– локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
<b>ЛЭП</b>	– линия электропередачи;
<b>МДП</b>	– максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении;
<b>НХ</b>	– настроечная характеристика;
<b>НК</b>	– амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности;
<b>ОГ</b>	– отключение генераторов;
<b>ОН</b>	– отключение нагрузки потребления;
<b>ПАР</b>	– послеаварийный режим;
<b>ПОР</b>	– пусковой орган;
<b>ППТ</b>	– передача постоянного тока;
<b>режим настраиваемой ступени КПР</b>	– режим работы алгоритма АРО СГО, при котором уставки КПР задаются вручную персоналом объекта электроэнергетики по команде диспетчера ДЦ;
<b>режим шунтировки КПР</b>	– режим работы алгоритма АРО СГО, при котором заданные уставки КПР или заданные уставки КПР и текущая схема сети не учитываются при выборе УВ по факту поступления сигнала срабатывания ПОР в устройство ЛАПНУ;
<b>СМЗУ</b>	– система мониторинга запасов устойчивости;
<b>СШ (С)</b>	– система шин, секция шин;
<b>СЭС</b>	– солнечная электростанция;
<b>ТАПВ</b>	– трехфазное автоматическое повторное включение;
<b>ТИ</b>	– телеизмерение;
<b>ТНВ</b>	– температура наружного воздуха;
<b>ТЭС</b>	– тепловая электростанция;
<b>УВ</b>	– управляющие воздействия;
<b>ФОБ</b>	– фиксация отключения энергоблока;
<b>ФОВ</b>	– фиксация отключения выключателя;
<b>ФОЛ</b>	– фиксация отключения линии электропередачи;

<b>ФОСШ</b>	– фиксация отключения системы (секции) шин;
<b>ФОТ</b>	– фиксация отключения трансформатора (автотрансформатора);
<b>ФНМ</b>	– фиксация наброса мощности;
<b>ФСМ</b>	– фиксация сброса мощности;
<b>ЦДУ</b>	– главный диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»;
<b>ЦСПА</b>	– централизованная система противоаварийной автоматики;
<b><math>P_8</math></b>	– величина перетока активной мощности в КС в доаварийном режиме, соответствующая перетоку активной мощности в КС в послеаварийном режиме после нормативного возмущения, определенному по критерию обеспечения нормативного коэффициента запаса по статической аperiodической устойчивости (8 %);
<b><math>P_{адтн}</math></b>	– величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующая аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме после нормативного возмущения;
<b><math>P_U</math></b>	– величина перетока активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующая допустимому напряжению в контролируемых узлах в послеаварийном режиме после нормативного возмущения;
<b><math>P_{ду}</math></b>	– величина допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, соответствующая предельному по динамической устойчивости перетоку активной мощности в контролируемом сечении.

#### **4. Общие требования**

4.1. АРО СГО предназначена для предотвращения нарушения устойчивости в контролируемых сечениях при отключении ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов), генерирующего оборудования, систем (секций) шин.

4.2. Существующие устройства АРО СГО, установленные и введенные в работу до вступления в силу настоящего стандарта, допускается использовать для предотвращения:

– недопустимой по величине и длительности токовой перегрузки ЛЭП и сетевого оборудования (далее – недопустимая токовая перегрузка) при отсутствии устройств АОПО или недостаточности УВ от них;

– недопустимого по величине и длительности снижения напряжения и обеспечения статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки (далее – недопустимое снижение напряжения) при отсутствии устройств АОСН или недостаточности УВ от них.

Использование вновь вводимых (модернизированных) устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения не допускается, за исключением случаев, когда устройство АРО СГО подлежит установке на объектах электроэнергетики в соответствии с согласованными АО «СО ЕЭС» техническим заданием на разработку проектной документации или проектной документацией на создание (модернизацию) устройств или комплексов релейной защиты и автоматики.

4.3. Определение параметров настройки устройств АРО СГО должно осуществляться на основании результатов расчетов установившихся режимов, статической и динамической устойчивости с использованием верифицированной расчетной модели и программных комплексов расчетов установившихся и переходных режимов.

4.4. В качестве исходных данных для выбора параметров настройки устройств АРО СГО необходимо использовать значения допустимых перетоков активной мощности в КС. Расчеты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости по определению допустимых перетоков активной мощности в КС должны выполняться в соответствии с требованиями Методических указаний [1] и СТО 59012820.27.010.004-2020.

4.5. В качестве доаварийной информации в устройствах АРО СГО могут использоваться:

- величины перетоков активной мощности по ЛЭП, сетевому оборудованию, контролируемым сечениям (части связей контролируемого сечения), величины активной мощности генерирующего оборудования;
- сигналы состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования;
- величины объемов УВ, реализуемых другими устройствами противоаварийной автоматики по общим пусковым органам;
- величины доступных объемов УВ и эффективности их реализации;
- величины допустимого небаланса активной мощности;
- величины избытка активной мощности энергорайона, потребления энергорайона;
- величины промежуточных отборов активной мощности.

4.6. При наличии зависимости настройки устройства ЛАПНУ от состава генерирующего оборудования, ТНВ и(или) иных влияющих факторов:

- для устройства ЛАПНУ, функционирующего не в составе ЦСПА, при наличии технической возможности необходимо задавать несколько групп уставок;

– для устройства ЛАПНУ, функционирующего в составе ЦСПА, необходимо задавать настройку для наиболее неблагоприятного сочетания влияющих факторов.

## **5. Требования к формированию ПОр**

5.1. В качестве ПОр для устройств АРО СГО могут использоваться простые ПОр (ФОЛ, ФОТ, ФОб, ФОСШ, ФСМ/ФНМ, ФОВ), сложные ПОр и логические ПОр.

5.2. В качестве ПОр должны использоваться отключения ЛЭП, сетевого или генерирующего оборудования в результате нормативных возмущений. По решению главного диспетчера ЦДУ допускается в качестве ПОр использовать отключение ЛЭП, сетевого или генерирующего оборудования в результате ненормативных возмущений.

5.3. Допускается использовать в качестве ПОр сочетание фиксации отключения выключателей (например, формирование ПОр отключения ЛЭП при отключении выключателей обеих СШ в схеме 3/2 при выделении ЛЭП на автотрансформатор или на блочный (авто) трансформатор после аварийного возмущения).

## **6. Определение состава УВ**

6.1. В качестве УВ АРО СГО необходимо использовать:

- изменение активной мощности систем накопления электрической энергии;
- ОГ, КРТ с последующей ДРТ в избыточной части энергосистемы;
- снижение выдаваемой активной мощности СЭС, ВЭС в избыточной части энергосистемы;
- ОН в дефицитной части энергосистемы;
- изменение режима работы и эксплуатационного состояния ВПТ (ППТ).

6.2. При использовании АРО СГО для предотвращения и ликвидации недопустимой по величине и длительности токовой перегрузки ЛЭП и оборудования дополнительно к указанным в пункте 6.1<sup>1</sup> УВ могут использоваться:

- изменение топологии электрической сети;
- АЗГ в дефицитной части энергосистемы;
- ДРТ в избыточной части энергосистемы.

6.3. В избыточной части энергосистемы реализация УВ АРО СГО должна осуществляться в следующей последовательности (в порядке снижения приоритета):

- изменение активной мощности систем накопления электрической энергии (для устройств ЛАПНУ, функционирующих в составе ЦСПА, и/или для устройств ЛАПНУ, в которых используется доаварийная

---

<sup>1</sup> Здесь и далее ссылки на разделы, пункты и приложения относятся к настоящему Стандарту.  
Напечатано с сайта АО «СО-ЕЭС» [www.so-eps.ru](http://www.so-eps.ru)

телеметрическая информация о величине доступных объемов всех УВ и используется линейная или кусочно-линейная настроечная характеристика);

- снижение выдаваемой активной мощности СЭС, ВЭС (для устройств ЛАПНУ, функционирующих в составе ЦСПА, и/или для устройств ЛАПНУ, в которых используется доаварийная телеметрическая информация о величине доступных объемов всех УВ и используется линейная или кусочно-линейная настроечная характеристика);

- изменение режима работы и эксплуатационного состояния ВПТ (ППТ);

- ДРТ ГЭС, ГАЭС (при использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения);

- ОГ ГЭС, ГАЭС;

- КРТ с последующей ДРТ ТЭС;

- ДРТ ТЭС (при использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения);

- ОГ ТЭС;

- КРТ с последующей ДРТ АЭС;

- ДРТ АЭС (при использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения);

- ОГ АЭС.

Изменение приоритета реализации УВ АРО СГО допускается по решению главного диспетчера ДЦ, ответственного за расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройства ЛАПНУ, с учетом эффективности реализации УВ.

6.4. В дефицитной части энергосистемы реализация УВ АРО СГО должна осуществляться в следующей последовательности (в порядке снижения приоритета):

- изменение активной мощности систем накопления электрической энергии (для устройств ЛАПНУ, функционирующих в составе ЦСПА, и/или устройств ЛАПНУ, в которых используется доаварийная телеметрическая информация о величине доступных объемов всех УВ и используется линейная или кусочно-линейная настроечная характеристика);

- АЗГ ГЭС (при использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения);

- изменение режима работы и эксплуатационного состояния ВПТ (ППТ);

- ОН.

6.5. УВ АРО СГО на изменение режима работы и (или) эксплуатационного состояния генерирующего оборудования могут включать как УВ с реализацией на конкретную единицу генерирующего оборудования, так и УВ с реализацией на заданное количество единиц генерирующего оборудования.

6.6. При наличии технической возможности в устройстве ЛАПНУ допускается реализовывать функцию АРС с алгоритмом определения доступности УВ из общего состава УВ, которая автоматически исключает воздействие на отключение или разгрузку генерирующего оборудования в следующих случаях:

- текущее значение генерации активной мощности генерирующего оборудования менее заданной величины;
- отключение генератора реализуется отключением выключателей, приводящим к схемному отключению сетевых элементов.

6.7. Если при аварийном отключении сетевого оборудования, являющегося ПОр, происходит схемное отключение генерирующего оборудования, указанное отключение генерирующего оборудования необходимо учитывать при определении объема УВ.

6.8. Для обеспечения достаточности реализуемых объемов УВ в устройстве ЛАПНУ должна использоваться доаварийная телеметрическая информация о величине доступных объемов УВ. При невозможности использования доаварийной телеметрической информации о величине доступных объемов УВ в устройстве ЛАПНУ должна использоваться информация о минимальном объеме УВ, определенном на основании фактической информации.

6.9. При наличии технической возможности в устройстве ЛАПНУ необходимо использовать функцию АРС с алгоритмом, обеспечивающим минимальное превышение фактически набранного объема УВ над необходимым.

## **7. Определение состава ремонтов и ПОр**

7.1. Для устройств ЛАПНУ, функционирующих в составе ЦСПА:

- настройка задается для нормальной и всех влияющих на настройку единичных ремонтных схем для всех влияющих ПОр;
- настройка для двойных ремонтных схем определяется для ПОр каждого из классов напряжения, приводящего к максимальному снижению МДП в КС, и задается одинаковой для всех влияющих ПОр.

7.2. Для устройств ЛАПНУ, функционирующих не в составе ЦСПА, для каждого КС при наличии технической возможности необходимо формировать настройку для нормальной и всех влияющих единичных и двойных ремонтных схем для всех влияющих ПОр.

## **8. КПР**

8.1. В состав основного КПР должны входить измерения перетоков активной мощности по сетевым элементам или генерации активной мощности генерирующего оборудования.

8.2. При невозможности использования КПР с измерением перетоков активной мощности по всем входящим в состав КС связям допускается применять КПР с измерением перетока активной мощности по части связей КС. При определении уставок КПР необходимо рассматривать режимно-балансовые условия, для которых уставки КПР получаются наименьшими, в том числе режимы,

характеризующиеся неравномерным потокораспределением активной мощности по связям КС.

8.3. При выявлении влияющих на параметры настройки факторов переменного характера (переток активной мощности в иных КС или по отдельным связям; активная мощность генерации отдельных генераторов, группы генераторов, электростанции, группы электростанций) при определении параметров настройки необходимо использовать дополнительный КПР. При невозможности использования дополнительного КПР, определение уставки основного КПР должно осуществляться для значения влияющего фактора, соответствующего минимальной расчетной уставке основного КПР.

8.4. При использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения допускается использовать в устройстве ЛАПНУ измерение значений ТНВ.

8.5. Для ремонтных схем, в которых предусмотрено исключение контроля перетока активной мощности по одной или нескольким связям, необходимо предусматривать исключение измерений перетока активной мощности в соответствующем КПР.

8.6. Для устройств ЛАПНУ, функционирующих не в составе ЦСПА, при наличии технической возможности дополнительно к основному КПР необходимо предусматривать использование (в порядке снижения приоритета):

- режима настраиваемой ступени КПР;
- режима шунтировки КПР.

8.6.1. Режим настраиваемой ступени КПР или режим шунтировки КПР должен быть реализован для всех ПОр.

8.6.2. Ввод режима настраиваемой ступени КПР или режима шунтировки КПР необходимо предусматривать независимо для каждого ПОр.

8.6.3. Для режима шунтировки КПР для каждого ПОр (при наличии технической возможности) необходимо предусматривать возможность оперативного выбора состава УВ.

8.7. Ввод режима настраиваемой ступени КПР или режима шунтировки КПР для ПОр должен предусматривать блокировку работы данного ПОр по заранее заданному алгоритму.

## 9. Определение настройки устройств АРО СГО

9.1. В настройке устройства АРО СГО должны использоваться доступные для устройства АРО СГО ПОр и доступный для устройства АРО СГО объем УВ, при которых:

а) обеспечивается допустимый переток активной мощности в КС, определенный по критерию обеспечения нормативного запаса по статической апериодической устойчивости в нормальном режиме, в том числе определенный с использованием результатов расчетов СМЗУ как дорасчетное значение, полученное на основании максимальной величины аварийно допустимого перетока активной мощности в КС в нормальном режиме, по формуле (1):

$$P_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{АДП}}}{0,92} \cdot k_{\text{нр}} - \text{НК}, \quad (1)$$

где:

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в нормальном режиме;

$P_{\text{нр}}$  – допустимый переток активной мощности в КС, определенный по критерию обеспечения нормативного запаса по статической апериодической устойчивости в нормальном режиме;

$P_{\text{АДП}}$  – аварийно допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении;

б) обеспечивается выдача полной располагаемой мощности электрической станции (при использовании АРО СГО для увеличения максимально допустимой нагрузки электрической станции).

9.2. Настройка устройства АРО СГО должна выполняться в соответствии с настроечной характеристикой. Настроечная характеристика может быть:

- ступенчатой;
- линейной;
- кусочно-линейной;
- ступенчатой с автоматическим пересчетом уставок ступеней КПП в зависимости от поступающего в устройство ЛАПНУ телеизмеряемого объема УВ.

9.3. Правила определения настройки устройств АРОЛ, АРОТ, АРОСШ.

9.3.1. Настроечная характеристика ступенчатая.

9.3.1.1. Уставка первой ступени КПП ( $P_1$ ) должна соответствовать минимальному из значений  $P_8$ ,  $P_{\text{ДУ}}$ , а также  $P_{\text{АДП}}$ ,  $P_U$  (при использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения), сниженному на величину НК.

9.3.1.2. Уставки второй и последующих ступеней КПП должны задаваться равными уставке по активной мощности первой ступени КПП, увеличенной на величину изменения перетока активной мощности в КПП при реализации УВ от всех предыдущих ступеней в соответствии с формулой (2):

$$P_{(i)} = P_1 + \sum_{j=1}^{i-1} k_{\text{эф}}(j) \cdot P_{\text{УВ}}(j), \quad (2)$$

где:

$P_{(i)}$  – уставка  $i$ -й ступени КПП;

$k_{\text{эф}}(j)$  – коэффициент эффективности реализации УВ от  $j$ -й ступени КПП;

$P_{\text{УВ}}(j)$  – суммарный объем УВ от  $j$ -й ступени КПП.

9.3.1.3. Коэффициент эффективности реализации УВ должен определяться расчетным путем по формуле (3):

$$k_{\text{эф}} = k_{\text{сети}} \cdot k_{\text{ч}}, \quad (3)$$

где:

$k_{\text{сети}}$  – коэффициент, учитывающий изменение перетоков активной мощности в электрической сети при реализации УВ;

$k_{\text{ч}}$  – частотный коэффициент.

Коэффициент эффективности реализации УВ ( $k_{\text{эф}}$ ) должен верифицироваться на основании фактических случаев реализации УВ.

Коэффициент, учитывающий изменение перетоков активной мощности в электрической сети при реализации УВ ( $k_{\text{сети}}$ ) должен определяться на основании результатов расчетов установившегося режима по формуле (4):

$$k_{\text{сети}} = \frac{P_{\text{д/УВ}} - P_{\text{п/УВ}}}{P_{\text{УВ}}}, \quad (4)$$

где:

$P_{\text{д/УВ}}$  – переток активной мощности в КС ДЦ, на допустимую величину которого влияют УВ АРО СГО, до реализации УВ, который принимается равным уставке по активной мощности первой ступени КПР;

$P_{\text{п/УВ}}$  – переток активной мощности в КС ДЦ, на допустимую величину которого влияют УВ АРО СГО, после реализации УВ.

Частотный коэффициент ( $k_{\text{ч}}$ ) должен определяться по формуле (5):

$$k_{\text{ч}} = \frac{P_{\text{эс}}}{P_{\text{сз}}}, \quad (5)$$

где:

$P_{\text{эс}}$  – величина активной мощности потребления в части энергосистемы относительно КС, в которой не реализуются УВ;

$P_{\text{сз}}$  – суммарное потребление синхронной зоны.

### 9.3.2. Настроечная характеристика линейная.

9.3.2.1. Первая точка настроечной характеристики должна задаваться с координатами ( $P_1; 0$ ).  $P_1$  должна определяться в соответствии с пунктом 9.3.1.1.

9.3.2.2. Коэффициент эффективности реализации УВ должен определяться в соответствии с формулой (3).

9.3.2.3. Вторая точка настроечной характеристики должна задаваться с координатами ( $P_2; P_{\text{максУВ}} \cdot k_{\text{настр}}$ ).  $P_2$  должна определяться в соответствии с формулой (6):

$$P_2 = P_1 + k_{\text{эф}} \cdot P_{\text{максУВ}} \cdot k_{\text{настр}}, \quad (6)$$

где:

$P_{\text{максУВ}}$  – максимальный доступный для АРО СГО объем УВ;

$k_{\text{настр}}$  – настроечный коэффициент, учитывающий изменение максимального объема УВ, принимаемый равным 2.

### 9.3.3. Настроечная характеристика кусочно-линейная.

9.3.3.1. Первая точка настроечной характеристики должна задаваться с координатами ( $P_1; 0$ ).

9.3.3.2. Промежуточные точки настроечной характеристики должны задаваться с координатами  $(P_{(i)нх}; P_{УВ (i)нх})$ , где  $P_{(i)нх}$  должна определяться в соответствии с формулой (7):

$$P_{(i)нх} = P_{1нх} + \sum_{j=1}^{i-1} k_{эф (j)нх} \cdot P_{УВ (j)нх}, \quad (7)$$

где:

$P_{(i)нх}$  –  $i$ -я точка настроечной характеристики;

$P_{1нх}$  – первая точка настроечной характеристики;

$k_{эф (j)}$  – коэффициент эффективности реализации УВ, реализуемых на  $j$ -м участке настроечной характеристики;

$P_{УВ (j)нх}$  – суммарный объем УВ, реализуемый на  $j$ -м участке настроечной характеристики.

$P_{УВ (i)нх}$  должен определяться в соответствии с формулой (8):

$$P_{УВ (i)нх} = \sum_{j=1}^i P_{УВ (j)нх}, \quad (8)$$

где  $P_{УВ (i)нх}$  – суммарный объем УВ, реализуемый на  $i$ -м и предыдущих участках настроечной характеристики.

9.3.3.3. Последняя точка настроечной характеристики должна задаваться с координатами  $(P_{посл нх}; P_{предпосл УВ} + P_{посл УВ} \cdot k_{настр})$ , где  $P_{посл нх}$  определяется в соответствии с формулой (9):

$$P_{посл нх} = P_{предпосл нх} + k_{посл эф} \cdot P_{посл УВ} \cdot k_{настр}, \quad (9)$$

где:

$P_{посл нх}$  – последняя точка настроечной характеристики;

$P_{предпосл нх}$  – предпоследняя точка настроечной характеристики;

$k_{посл эф}$  – коэффициент эффективности реализации УВ, реализуемых на последнем участке настроечной характеристики;

$P_{посл УВ}$  – объем УВ, реализуемый на последнем участке настроечной характеристики;

$P_{предпосл УВ}$  – суммарный объем УВ, реализуемый на предпоследнем и предыдущих участках настроечной характеристики.

9.3.4. Настроечная характеристика ступенчатая с автоматическим пересчетом уставок ступеней КНР в зависимости от поступающего в устройство ЛАПНУ телеизмеряемого объема УВ.

9.3.4.1. Уставка первой ступени КНР должна определяться в соответствии с пунктом 9.3.1.1.

9.3.4.2. Уставки второй и последующих ступеней КНР должны определяться автоматически в зависимости от поступающего в устройство ЛАПНУ телеизмеряемого объема УВ, в соответствии с формулой (2).

9.4. Правила определения настройки устройств АРОБ (АРОН).

9.4.1. В КНР АРОБ (АРОН) необходимо использовать сумму измерений аварийного небаланса активной мощности и перетоков активной мощности в КС.

При невозможности использования суммы измерений аварийного небаланса активной мощности и перетоков активной мощности в КС в КПП АРОБ необходимо использовать измерения перетоков активной мощности в КС.

#### 9.4.2. Настроечная характеристика ступенчатая.

9.4.2.1. При использовании суммы измерений аварийного небаланса активной мощности и перетоков активной мощности в КС уставка первой ступени КПП ( $P_{1\text{АРОБ сум}}$ ) должна соответствовать минимальному из значений  $P_8$ , а также  $P_{\text{АДТН}}$ ,  $P_U$  (при использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения), сниженному на величину НК и увеличенному на величину приращения перетока активной мощности в КС при аварийном небалансе активной мощности.

Приращение перетока активной мощности в КС при аварийном небалансе активной мощности должно определяться с учетом коэффициента эффективности реализации УВ, определенного в соответствии с формулой (3).

9.4.2.2. При использовании измерений перетоков активной мощности в КС уставка первой ступени КПП ( $P_{1\text{АРОБ кс}}$ ) должна соответствовать минимальному из значений  $P_8$ , а также  $P_{\text{АДТН}}$ ,  $P_U$  (при использовании устройств АРО СГО для предотвращения недопустимой токовой перегрузки и (или) недопустимого снижения напряжения), сниженному на величину НК.

9.4.2.3. Уставки второй и последующих ступеней КПП должны определяться в соответствии с формулой (2).

#### 9.4.3. Настроечная характеристика линейная.

9.4.3.1. При использовании суммы измерений аварийного небаланса активной мощности и перетоков активной мощности в КС первая точка настроечной характеристики должна задаваться с координатами ( $P_{1\text{АРОБ сум}}$ ; 0).

9.4.3.2. При использовании измерения перетоков активной мощности в КС первая точка настроечной характеристики должна задаваться с координатами ( $P_{1\text{АРОБ кс}}$ ; 0).

9.4.3.3. Вторая точка настроечной характеристики должна определяться в соответствии с пунктом 9.3.2.3.

#### 9.4.4. Настроечная характеристика кусочно-линейная.

9.4.4.1. Первая точка настроечной характеристики должна определяться в соответствии с пунктом 9.4.3.1 или пунктом 9.4.3.2.

9.4.4.2. Промежуточные точки настроечной характеристики должны определяться в соответствии с пунктом 9.3.3.2.

9.4.4.3. Последняя точка настроечной характеристики должна определяться в соответствии с пунктом 9.3.3.3.

9.4.5. Настроечная характеристика ступенчатая с автоматическим пересчетом уставок ступеней КПП в зависимости от поступающего в ЛАПНУ телеизмеряемого объема УВ.

9.4.5.1. При использовании суммы измерений аварийного небаланса активной мощности и перетоков активной мощности в КС уставка первой ступени КПП должна определяться в соответствии с пунктом 9.4.2.1.

9.4.5.2. При использовании измерений перетоков активной мощности в КС уставка первой ступени КПР должна определяться в соответствии с пунктом 9.4.2.2.

9.4.5.3. Уставки второй и последующих ступеней КПР должны определяться автоматически в зависимости от телеизмеряемого объема УВ, поступающего в ЛАПНУ, в соответствии с формулой (2).

9.5. Правила определения настройки устройств АБД.

9.5.1. В устройстве АБД необходимо использовать информацию о величине аварийного небаланса активной мощности без дополнительного контроля перетоков активной мощности в КС.

9.5.2. Настроечная характеристика ступенчатая.

9.5.2.1. Уставка первой ступени КПР ( $P_{1АБД}$ ) должна соответствовать аварийному небалансу активной мощности в КС, учитываемому при определении МДП.

9.5.2.2. Уставки второй и последующих ступеней КПР должны определяться в соответствии с формулой (2).

9.5.3. Настроечная характеристика линейная.

9.5.3.1. Первая точка настроечной характеристики должна задаваться с координатами ( $P_{1АБД}$ ; 0).

9.5.3.2. Вторая точка настроечной характеристики должна определяться в соответствии с пунктом 9.3.2.3.

9.5.4. Настроечная характеристика кусочно-линейная.

9.5.4.1. Первая точка настроечной характеристики должна определяться в соответствии с пунктом 9.5.3.1.

9.5.4.2. Промежуточные точки настроечной характеристики должны определяться в соответствии с пунктом 9.3.3.2.

9.5.4.3. Последняя точка настроечной характеристики должна определяться в соответствии с пунктом 9.3.3.3.

9.5.5. Настроечная характеристика ступенчатая с автоматическим пересчетом уставок ступеней КПР в зависимости от поступающего в устройство ЛАПНУ телеизмеряемого объема УВ.

9.5.5.1. Уставка первой ступени КПР должна соответствовать аварийному небалансу активной мощности в КС, учитываемому при определении МДП.

9.5.5.2. Уставки второй и последующих ступеней КПР должны определяться автоматически в зависимости от телеизмеряемого объема УВ, поступающего в устройство ЛАПНУ, в соответствии с формулой (2).

9.6. Допускается округление уставок (точек настроечной характеристики) на величину не более 10 % в меньшую сторону.

9.7. При наличии технической возможности в линейной настроечной характеристике необходимо задавать отдельные коэффициенты эффективности УВ для каждого УВ. При отсутствии технической возможности задания отдельных коэффициентов эффективности УВ для каждого УВ, в линейной настроечной

характеристике необходимо задавать минимальный коэффициент эффективности УВ.

9.8. Для ПОр, срабатывание которого приводит к реализации УВ по нескольким КПР одного или нескольких устройств ЛАПНУ, при наличии технической возможности необходимо предусматривать координацию объектов и направлений реализации УВ посредством обеспечения идентичности направлений и объектов реализации УВ и (или) посредством взаимного учета набранных УВ в режиме реального времени.

**Библиография**

[1] Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утв. приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

**Ключевые слова:** энергосистема, автоматическая разгрузка при отключении сетевого и генерирующего оборудования, противоаварийная автоматика.

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

---

наименование организации-разработчика

*Руководитель организации-разработчика*

Председатель Правления  
должность

личная подпись

Ф.Ю. Опадчий  
инициалы, фамилия

*Руководитель разработки*

Первый заместитель  
Председателя Правления  
должность

личная подпись

С.А. Павлушко  
инициалы, фамилия

*Исполнители*

Заместитель главного диспетчера  
по режимам  
должность

личная подпись

В.А. Дьячков  
инициалы, фамилия