ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55890— 2013

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы», Открытым акционерным обществом «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского», Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 007 «Системная надежность в электроэнергетике»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05 декабря № 2013 № 2164–ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок – в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2014

Настоящий стандарт не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Единая энергетическая система
и изолированно работающие энергосистемы**

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Нормы и требования

United power system and isolated power systems.
Operative-dispatch management.
Frequency control and control of active power.
Norms and requirements

Дата введения — 2014—09—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования, которыми следует руководствоваться системному оператору и субъектам оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике), собственникам и иным законным владельцам (далее – собственники) электростанций и объектов электросетевого хозяйства (далее при совместном упоминании – собственники объектов электроэнергетики), при организации и осуществлении процесса регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности в Единой энергетической системе России (ЕЭС России) и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах России.

1.2 Настоящий стандарт определяет для ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем России требования:

- к регулированию частоты электрического тока и перетоков активной мощности;
- к субъектам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и собственникам объектов электроэнергетики при организации и осуществлении регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности;
- к генерирующему оборудованию, участвующему в регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности.

1.3 Требования настоящего стандарта должны учитываться проектными, научно-исследовательскими и другими организациями Российской Федерации, осуществляющими проектирование строительства, реконструкции, модернизации объектов электроэнергетики, разработку систем регулирования частоты и перетоков активной мощности.

2 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины и определения:

2.1 **внешний переток области регулирования:** Алгебраическая сумма перетоков активной мощности по всем связям (сальдо переток) или части связей, соединяющих область регулирования со смежными частями синхронной зоны.

2.2 **вторичная мощность:** Величина изменения активной мощности генерирующего оборудования при вторичном регулировании.

Издание официальное

2.3 **вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (вторичное регулирование):** Процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования.

2.4 **вынужденный режим энергосистемы:** Режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых контролируемых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой.

2.5 **зона нечувствительности первичного регулирования:** Максимальная величина изменения частоты вращения турбин от любого ее исходного значения в любом направлении ее изменения, при которой не гарантируется участие генерирующего оборудования в первичном регулировании. Зона нечувствительности первичного регулирования складывается из максимальной погрешности измерения частоты вращения турбин и нечувствительности первичных регуляторов.

2.6 **квазиустановившееся значение параметра:** Усредненное на 20-секундном временном интервале значение параметра.

2.7 **контролируемое сечение:** Совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, перетоки активной мощности по которым контролируются и/или регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования.

2.8 **коррекция по частоте:** Величина изменения регулируемого параметра (активной мощности генерирующего оборудования, внешнего перетока области регулирования) относительно заданного значения, обусловленная отклонением частоты от заданного значения.

2.9 **коэффициент коррекции по частоте:** Задаваемый для области регулирования коэффициент линейной зависимости суммарной первичной мощности изменения мощности потребления области регулирования от отклонения частоты.

2.10 **крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ):** Коэффициент линеаризованной зависимости суммарной первичной мощности и изменения мощности потребления области регулирования от изменения частоты.

2.11 **«мертвая полоса» первичного регулирования:** Задаваемая величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется первичное регулирование. При заданном значении частоты минимальное значение «мертвой полосы» первичного регулирования равно зоне нечувствительности первичного регулирования.

2.12 **небаланс мощности области регулирования:** Отклонение от планового баланса активной мощности области регулирования по любой причине, вызывающее отклонение частоты от заданного значения в синхронной зоне и отклонение внешнего перетока данной области регулирования от заданного значения с учетом коррекции по частоте.

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

2.14 **нерегулярные отклонения мощности:** Отклонения фактического баланса активной мощности области регулирования от планового в нормальном режиме работы энергосистемы, вызываемые непрогнозируемыми изменениями потребления активной мощности и отклонениями активной мощности генерирующего оборудования от плановых значений при действии автоматических регуляторов.

2.15 **номинальная частота:** Значение частоты 50 Гц.

2.16 **нормальный режим энергосистемы:** Электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и запасы топлива на электростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

2.17 **нормированное первичное регулирование частоты:** Первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования в соответствии с характеристиками (параметрами) нормированного первичного регулирования.

2.18 **область регулирования:** Синхронная зона, в которой осуществляется регулирование частоты, или часть синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока активной мощности.

2.19 **общее первичное регулирование частоты:** Первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования в соответствии с характеристиками (параметрами) общего первичного регулирования.

2.20 **первичная мощность:** Величина изменения активной мощности генерирующего оборудования при первичном регулировании.

2.21 **первичное регулирование частоты (первичное регулирование):** Процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.

2.22 **первичные регуляторы:** Автоматические регуляторы частоты вращения турбин и регуляторы активной мощности, обеспечивающие первичное регулирование генерирующего оборудования.

2.23 **расчетный небаланс мощности:** Максимальная величина небаланса активной мощности, возникновение которого возможно в области регулирования в результате нормативных возмущений, используемая для расчетов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования.

2.24 **регулировочный диапазон:** Интервал допустимых нагрузок генерирующего оборудования по активной мощности для нормальных условий его эксплуатации, при которых параметры генерирующего оборудования находятся в допустимых пределах.

2.25 **резерв вторичного регулирования:** Часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку), используемая для вторичного регулирования.

2.26 **резерв первичного регулирования:** Максимальная величина гарантированного изменения активной мощности генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку соответственно при понижении или повышении частоты относительно заданного значения.

2.27 **резерв третичного регулирования:** Часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования на загрузку или на разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку), используемая для третичного регулирования.

2.28 **связь (в электрической сети):** Последовательность элементов электрической сети [линий электропередачи, трансформаторов, систем (секций) шин, коммутационных аппаратов], соединяющих две части энергосистемы.

2.29 **сечение (в электрической сети):** Совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей.

2.30 **синхронная зона:** Совокупность всего синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, имеющих общую частоту электрического тока.

2.31 **первая синхронная зона ЕЭС России:** Часть ЕЭС России, включающая в себя все объединенные энергосистемы, кроме объединенной энергосистемы Востока.

2.32 **вторая синхронная зона ЕЭС России:** Часть ЕЭС России, включающая в себя объединенную энергосистему Востока, которая работает изолированно от первой синхронной зоны.

2.33 **статизм первичного регулирования:** Коэффициент, определяющий зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования под воздействием регулятора частоты вращения турбины (регулятора мощности) от изменения частоты.

2.34 **третичное регулирование мощности (третичное регулирование):** Процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов вторичного регулирования.

2.35 **частота:** Значение частоты электрического тока.

3 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;
АЭС – атомная электростанция;

ГА – гидроагрегат;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;
ГРАМ – система группового регулирования активной мощности;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ЕЭС России – Единая энергетическая система России;
НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты;
ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты;
ОЭС – объединенная энергосистема;
ПГУ – парогазовая установка;

САУ	– система автоматического управления;
САУМ	– система автоматического управления активной мощностью энергоблока ТЭС, АЭС;
СЧХ	– статическая частотная характеристика;
ТЭС	– тепловая электростанция;
УВК	– управляющий вычислительный комплекс;
ЦКС АРЧМ	– центральная координирующая система АРЧМ;
ЦС АРЧМ	– централизованная система АРЧМ;
ЭС	– территориальная энергосистема.

4 Общие требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности

4.1 В ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно осуществляться непрерывное регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности в целях поддержания частоты в пределах, определенных требованиями настоящего стандарта, и поддержания перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах максимально допустимых значений, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления.

4.2 Регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться с использованием первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования.

4.3 В первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,00±0,05) Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах (50,0±0,2) Гц с восстановлением частоты до уровня (50,00±0,05) Гц за время не более 15 мин;
- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.

4.4 Во второй синхронной зоне ЕЭС России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, а также в первой синхронной зоне ЕЭС России при ее работе в вынужденном режиме должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,0±0,2) Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину (50,0±0,4) Гц;
- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.

4.5 В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты с использованием автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание:

- средней величины частоты за любой час суток в пределах (50,00±0,01) Гц в первой и второй синхронных зонах ЕЭС России;
- средней частоты за любой час суток в пределах (50,00±0,05) Гц в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

4.6 В энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны ЕЭС России, должно быть обеспечено регулирование частоты и перетоков активной мощности в соответствии с 4.4. При этом в энергорайонах (энергоузлах), аварийно выделившихся на изолированную работу, восстановление частоты до значений, указанных в 4.4, должно быть обеспечено за время, предусмотренное правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.7 В случае если ограничение перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется автоматически, превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться за время не более 5 мин.

В случае если ограничение перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется оперативно, превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться в соответствии с требованиями правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.8 Для регулирования частоты и перетоков активной мощности субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен обеспечивать:

- определение областей регулирования;
- задание резервов нормированного первичного, вторичного и третичного регулирования при планировании электроэнергетического режима;

- определение требований к генерирующему оборудованию различного типа для его участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании;

- определение контролируемых сечений, в которых требуется ограничение перетоков активной мощности (с определением для них значений максимально допустимых перетоков), и/или контролируемых сечений (сечений), в которых требуется регулирование перетоков активной мощности;

- определение на основе требований настоящего стандарта структуры и функций ЦС (ЦКС) АРЧМ в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров;

- координацию действий субъектов электроэнергетики по созданию ЦС (ЦКС) АРЧМ в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров и координацию эксплуатации ЦС (ЦКС) АРЧМ на объектах электроэнергетики в части оперативного обслуживания;

- координацию действий субъектов электроэнергетики по созданию в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров систем мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании;

- эксплуатацию управляющих вычислительных комплексов ЦС (ЦКС) АРЧМ и систем мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании, установленных в диспетчерских центрах.

4.9 Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны осуществлять планирование баланса активной мощности для номинального значения частоты электрического тока.

4.10 Для регулирования частоты и перетоков активной мощности собственники электростанций должны обеспечивать:

- создание и эксплуатацию на электростанциях систем автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования;

- поддержание на генерирующем оборудовании резервов первичного, вторичного и третичного регулирования, заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

- готовность генерирующего оборудования к реализации резервов в автоматическом режиме или по диспетчерским командам субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

- внедрение и эксплуатацию на электростанциях устройств системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании;

- организацию и эксплуатацию каналов связи с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для обеспечения функционирования ЦС (ЦКС) АРЧМ и системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании.

4.11 Использование генерирующего оборудования для регулирования электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться в пределах имеющихся регулировочных возможностей генерирующего оборудования, ограниченных только его допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.

4.12 Допускается одновременное участие генерирующего оборудования во всех видах регулирования при условии выполнения требований к каждому из его видов.

5 Первичное регулирование

5.1 Общие требования

5.1.1 Первичное регулирование должно осуществляться в целях ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики.

5.1.2 В синхронной зоне, в состав которой входит первая синхронная зона ЕЭС России, при возникновении небаланса активной мощности не более расчетного первичным регулированием должно обеспечиваться удержание кратковременного динамического отклонения частоты в пределах не более (50,0±0,8) Гц.

5.1.3 Величина расчетного небаланса в первой синхронной зоне ЕЭС России должна соответствовать максимальному значению небаланса активной мощности, связанному с аварийным отключением генерирующего оборудования или электроустановок потребителей при нормативных возмущениях. Величина расчетного небаланса может быть изменена в соответствии с согласованными решениями между системным оператором и организациями, осуществляющими

функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону, в состав которой входит первая синхронная зона ЕЭС России.

5.1.4 Требования 5.1.2 должны достигаться совместным действием первичного регулирования во всех энергосистемах, входящих в синхронную зону, в состав которой входит первая синхронная зона ЕЭС России.

5.1.5 Все генерирующее оборудование должно участвовать в ОПРЧ, за исключением энергоблоков АЭС с реакторами типа РБМК и БН. Участие генерирующего оборудования в ОПРЧ должно осуществляться с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к участию в ОПРЧ, указанным в 5.2.

5.1.6 НПРЧ должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), обеспечивающими гарантированное первичное регулирование в пределах заданного резерва НПРЧ с характеристиками и настройками, указанными в 5.3. При отклонениях частоты, приводящих к исчерпанию заданных резервов НПРЧ, генерирующее оборудование должно участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ, указанным в 5.2.

5.1.7 При первичном регулировании технологической автоматикой генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого регулятором частоты вращения турбины значения первичной мощности.

5.1.8 При отклонениях частоты, когда требуемое регулятором частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, во избежание действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования технологической автоматикой должно обеспечиваться сохранение параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений.

5.1.9 Регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании, должны быть оснащены частотными корректорами.

5.1.10 Не допускается препятствия действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности.

5.1.11 Для недопущения препятствия действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности генерирующего оборудования настройки его частотного корректора должны быть согласованы с характеристиками регулятора частоты вращения турбины.

5.1.12 Групповые регуляторы активной мощности (для групп генерирующего оборудования в составе ПГУ, ТЭС, ГЭС) не должны препятствовать действиям регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.

5.1.13 В устройствах, обеспечивающих участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты, должны использоваться только измерения частоты вращения турбины.

5.1.14 При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности первичного регулирования (выходе частоты за установленную «мертвую полосу» первичного регулирования), генерирующее оборудование должно обеспечить реализацию требуемой первичной мощности в соответствии с формулами

$$Рп\ \% = 100 \times Рп / Рном = -200 \times \Delta fp / S, \quad (5.1)$$

$$Рп = -2 \times Рном \times \Delta fp / S, \quad (5.1а)$$

где Рп % – требуемая первичная мощность, % Рном;

Рп – требуемая первичная мощность, МВт;

Рном – номинальная мощность генерирующего оборудования, МВт;

Δfp – величина отклонения частоты, превышающая зону нечувствительности (величина отклонения частоты от ближайшей границы «мертвой полосы»), Гц;

$S = \dfrac{\Delta fp / f_{ном}}{Рп / Р_{ном}} \times 100$ – статизм первичного регулирования генерирующего оборудования, %.

Примечание – $\Delta f_р = 0$ при отклонениях частоты, не превышающих зону нечувствительности (при нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичного регулирования); в остальных случаях $\Delta f_р > 0$ при повышении частоты и $\Delta f_р < 0$ при понижении частоты. Реализация требуемой первичной мощности должна осуществляться в «следящем» за частотой режиме.

5.1.15 При скачкообразном изменении частоты изменение активной мощности генерирующего оборудования в процессе первичного регулирования должно носить апериодический характер. При

этом в квазиустановившемся режиме отклонение фактической мощности генерирующего оборудования от требуемой величины задания активной мощности должно быть не более ±1 % от номинальной мощности генерирующего оборудования.

5.2 Требования к общему первичному регулированию частоты

5.2.1 Дополнительно к требованиям, указанным в 5.1, для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование любого типа должно соответствовать следующим требованиям:

- зона нечувствительности не должна превышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравлическими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами[1)];
- «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать (50,000±0,075) Гц;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах от 4,0 % до 5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами[2)] и в пределах от 4,5 % до 6,0 % – для гидротурбин.

5.2.2 Величины статизма и «мертвой полосы» первичного регулирования для участия в ОПРЧ определяются собственниками генерирующего оборудования с соблюдением требований, указанных в 5.2.1.

5.2.3 При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности («мертвую полосу» первичного регулирования), первичная мощность должна выдаваться генерирующим оборудованием в объеме, определенном формулой (5.1). При этом совокупность основного и вспомогательного оборудования, режимы работы генерирующего оборудования и его технологическая автоматика должны обеспечивать выполнение требований 5.2.6 – 5.2.10.

5.2.4 Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны осуществляться в соответствии с требованиями, установленными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

5.2.5 О временном вынужденном неучастии генерирующего оборудования в ОПРЧ по причине неисправности вспомогательного оборудования и устройств собственники электростанций должны официально уведомлять соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

В случае необходимости временного неучастия генерирующего оборудования в ОПРЧ по причине изменения эксплуатационного состояния или режимов работы вспомогательного оборудования и устройств в связи с проведением на нем ремонта или технического обслуживания, собственники электростанций должны оформить временное неучастие генерирующего оборудования в ОПРЧ путем подачи в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике диспетчерской заявки.

5.2.6 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ТЭС (кроме ПГУ) должны удовлетворять следующим требованиям:

5.2.6.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:

- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 с;
- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 5 мин для газомазутных энергоблоков, не более 6 мин для пылеугольных энергоблоков, не более 7 мин для ТЭС с общим паропроводом.

5.2.6.2 В случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой не хуже указанной в 5.2.6.1.

5.2.6.3 Реализация первичной мощности величиной более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными

[1)] Для турбин выпуска до 1950 года зона нечувствительности допускается до 0,25 Гц

[2)] Для турбин типа Р статизм первичного регулирования допускается в пределах от 4,5 % до 6,5 %

величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой при соблюдении условий 5.1.8.

5.2.7 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) должны удовлетворять следующим требованиям:

5.2.7.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку), должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.

5.2.7.2 Величина и скорость реализации требуемой первичной мощности при участии в ОПРЧ гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) должны обеспечиваться как при работе под управлением ГРАМ, так и при индивидуальном управлении. Не допускается потеря функции участия гидроагрегатов в ОПРЧ при переходе с группового управления на индивидуальное и обратно.

5.2.8 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 должны удовлетворять следующим требованиям:

5.2.8.1 При отклонениях частоты должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ путем реализации требуемой первичной мощности в пределах регулировочного диапазона:

- на загрузку величиной до 2 % или на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки не более 98 % номинальной тепловой мощности;
- на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки от 98 % до 100 % номинальной тепловой мощности.

5.2.8.2 При скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности в пределах, указанных в 5.2.8.1, должна обеспечиваться:

- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с;
- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.

5.2.8.3 Реализация требуемой первичной мощности за пределами, указанными в 5.2.8.1, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки при соблюдении условий 5.1.8.

5.2.9 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР-ТОИ должны удовлетворять следующим требованиям:

5.2.9.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:

- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с;
- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.

5.2.9.2 Реализация требуемой первичной мощности за пределами, указанными в 5.2.9.1, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки при соблюдении условий 5.1.8.

5.2.10 Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ПГУ должны удовлетворять следующим требованиям:

5.2.10.1 При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться:

- реализация первичной мощности в объеме 2,5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 15 с;
- реализация первичной мощности в объеме 5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 30 с;
- реализация первичной мощности в объеме 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 2 мин.

5.2.10.2 В случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой не хуже указанной в 5.2.10.1.

5.2.10.3 Реализация первичной мощности величиной более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой при соблюдении условий 5.1.8.

5.3 Требования к нормированному первичному регулированию частоты

5.3.1 Дополнительно к требованиям, указанным в 5.1, для участия в НПРЧ генерирующее оборудование любого типа должно соответствовать следующим общим требованиям:

- генерирующее оборудование должно быть оснащено системой автоматического регулирования активной мощности с частотной коррекцией;
- точность измерения частоты вращения турбины должна быть не хуже 0,01 Гц;
- точность измерения активной мощности должна быть не хуже 1 % номинальной мощности генерирующего оборудования, дискретность измерений не более 0,1 % номинальной мощности;
- нечувствительность первичных регуляторов по частоте должна быть не более 0,01 Гц;
- статизм первичного регулирования должен устанавливаться в пределах от 4,0 % до 6,0 % с шагом не более 0,5 %;
- зона нечувствительности по частоте должна быть не более ±0,02 Гц;
- должна быть обеспечена возможность задания «мертвой полосы» первичного регулирования в пределах до (50,000±0,075) Гц;
- при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования должна быть обеспечена реализация требуемой первичной мощности, пропорциональной текущему отклонению частоты в соответствии с формулой (5.1), до возврата частоты в пределы «мертвой полосы»;
- при скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования половина требуемой первичной мощности в пределах заданного резерва первичного регулирования должна быть реализована не более чем за 15 с и полностью – не более чем за 30 с;
- должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования без отключения функции первичного регулирования;
- должна быть обеспечена возможность изменения величины статизма первичного регулирования.

5.3.2 Дополнительные требования к участию в НПРЧ, учитывающие особенности отдельных типов генерирующего оборудования, устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом требований настоящего стандарта.

5.3.3 Для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ, субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны задаваться следующие параметры:

- величина резерва первичного регулирования на загрузку и разгрузку;
- величина «мертвой полосы» первичного регулирования;
- величина статизма первичного регулирования.

5.3.4 На генерирующем оборудовании, находящемся в работе, ввод и вывод режима участия в НПРЧ должен осуществляться оперативным изменением уставки «мертвой полосы» первичного регулирования.

5.3.5 Параметры первичного регулирования для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ, должны задаваться таким образом, чтобы реализация заданной величины резерва первичного регулирования происходила в полном объеме при отклонениях частоты до ±0,2 Гц от номинальной.

6 Вторичное регулирование

6.1 Общие требования

6.1.1 Вторичное регулирование должно выполнять функции поддержания заданного значения частоты в синхронной зоне, регулирования внешних перетоков областей регулирования, ограничения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

6.1.2 Поддержание заданного значения частоты должно осуществляться путем регулирования частоты в синхронной зоне и/или регулирования внешних перетоков областей регулирования с коррекцией по частоте.

6.1.3 Ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях должно являться приоритетным по отношению к поддержанию заданного значения частоты или внешнего перетока области регулирования.

6.1.4 При распределении функций вторичного регулирования в синхронной зоне субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны определяться следующие диспетчерские центры:

- диспетчерский центр, осуществляющий регулирование частоты в синхронной зоне и ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;
- диспетчерские центры, осуществляющие регулирование внешнего перетока областей регулирования и ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;
- диспетчерские центры, осуществляющие только ограничение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

6.1.5 Распределение функций вторичного регулирования между диспетчерскими центрами синхронной зоны, включающей в себя энергосистемы зарубежных государств, устанавливается в соответствии с согласованными решениями между системным оператором и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону.

6.1.6 При регулировании внешнего перетока области регулирования должно обеспечиваться выявление и ликвидация только внутренних небалансов мощности области регулирования, которые должны ликвидироваться за время не более 15 мин.

6.1.7 Регулирование внешнего перетока области регулирования должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G, МВт, вычисляемой по формуле

$$G = \Delta Pc - K\text{ч}_{op} \times \Delta f, \qquad (6.1)$$

где ΔPc – ошибка регулирования перетока,

$\Delta Pc = Pc - Pcз$, где Pc – фактический внешний переток области регулирования, $Pcз$ – заданное значение внешнего перетока области регулирования при номинальной частоте, МВт;

$K\text{ч}_{op}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте области регулирования, МВт/Гц;

$\Delta f = f - fз$ – отклонение частоты f от заданного значения fз, Гц;

$K\text{ч}_{op} \times \Delta f$ – коррекция по частоте области регулирования, МВт.

Внешний переток области регулирования должен приниматься положительным при приеме активной мощности в область регулирования, отклонение частоты должно приниматься положительным при ее превышении заданного значения (ошибка регулирования G положительна при возникновении в области регулирования дефицита генерируемой активной мощности).

6.1.8 Вторичное регулирование частоты в синхронной зоне должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G, МВт, вычисляемой по формул

$$G = - K\text{ч}_{сз} \times \Delta f, \qquad (6.2)$$

где $K\text{ч}_{сз}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте синхронной зоны, МВт/Гц;

$\Delta f = f - fз$ – отклонение частоты f от заданного значения fз, Гц.

6.1.9 Задаваемые значения коэффициентов коррекции по частоте областей регулирования и синхронных зон в ЕЭС России должны определяться системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике) по результатам контроля качества регулирования частоты в энергосистеме согласно 9.2.

6.1.10 Задаваемые значения коэффициентов коррекции по частоте областей регулирования, включающих энергосистемы зарубежных государств, определяются в соответствии с согласованными решениями между субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах.

6.1.11 Вторичное регулирование должно осуществляться генерирующим оборудованием, имеющим необходимые маневренные и регулировочные возможности.

6.1.12 На всех ГЭС должна быть обеспечена возможность их участия во вторичном регулировании, а на ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт – возможность участия в автоматическом вторичном регулировании.

6.1.13 При участии генерирующего оборудования во вторичном регулировании (в том числе автоматическом) должна сохраняться функция его участия в первичном регулировании.

6.1.14 Для возможности осуществления субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функции регулирования и ограничения перетоков активной мощности должно быть обеспечено:

- передача с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры телеизмерений перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и телеизмерений частоты;
- формирование в диспетчерских центрах текущих значений внешнего перетока области регулирования, суммарных перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, коррекции по частоте области регулирования;
- формирование в диспетчерских центрах текущего значения ошибки регулирования перетока и текущего расчетного значения небаланса активной мощности в области регулирования (ошибки регулирования) по формуле (6.1);
- формирование в диспетчерских центрах текущих величин перегрузки контролируемых сечений путем сопоставления текущего суммарного перетока активной мощности по контролируемым сечениям с максимально допустимыми перетоками активной мощности в соответствующих контролируемых сечениях.

6.1.15 Для возможности осуществления субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функции вторичного регулирования частоты должно быть обеспечено:

- передача с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры телеизмерений частоты;
- формирование в диспетчерских центрах текущего значения ошибки регулирования по формуле (6.2).

6.1.16 Осуществление субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функций вторичного регулирования производится путем выдачи диспетчерских команд на изменение активной мощности генерирующего оборудования и/или выдачи заданий вторичной мощности с использованием ЦС (ЦКС) АРЧМ.

6.1.17 Величины резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку должны быть достаточными для компенсации нерегулярных отклонений мощности, компенсации расчетных небалансов активной мощности в областях регулирования и должны обеспечивать ликвидацию возможной перегрузки контролируемых сечений.

Величины нерегулярных отклонений и расчетных небалансов активной мощности в ЕЭС России должны определяться системным оператором, а в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

6.1.18 При планировании величин и мест размещения резервов вторичного регулирования в областях регулирования должна учитываться пропускная способность контролируемых сечений.

6.2 Требования к автоматическому вторичному регулированию

6.2.1 Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно осуществляться в целях:

- уменьшения времени восстановления нормального уровня частоты при возникающих в областях регулирования небалансах активной мощности;
- уменьшения времени ликвидации перегрузки контролируемых связей и сечений;
- выполнения требований 4.5, направленных на обеспечение минимальных отклонений вырабатываемой и потребляемой электроэнергии от плановых значений, обусловленных отклонениями частоты.

6.2.2 Структура автоматического вторичного регулирования в ЕЭС России должна включать в себя:

- центральную координирующую систему уровня ЕЭС России (ЦКС АРЧМ ЕЭС);
- централизованные системы уровня объединенных энергосистем (ЦС АРЧМ ОЭС);
- централизованные системы уровня территориальных энергосистем (ЦС АРЧМ ЭС).

6.2.3 В состав ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС, ЦС АРЧМ ЭС должны входить:

- управляющие вычислительные комплексы (УВК) системного оператора;

- устройства АРЧМ, установленные на электростанциях, генерирующее оборудование которых подключается под управление от ЦС (ЦКС) АРЧМ (далее – станционные устройства АРЧМ);

- специально организованные каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ.

6.2.4 УВК ЦКС АРЧМ ЕЭС устанавливается в главном диспетчерском центре системного оператора, УВК ЦС АРЧМ ОЭС устанавливаются в диспетчерских центрах системного оператора – объединенных диспетчерских управлениях, УВК ЦС АРЧМ ЭС устанавливаются в диспетчерских центрах системного оператора – региональных диспетчерских управлениях.

6.2.5 Объем информации о параметрах электроэнергетического режима, передаваемой с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры для функционирования УВК, определяется системным оператором.

6.2.6 Электростанции (энергоблоки), подключенные к ЦС (ЦКС) АРЧМ, должны получать команды вторичного регулирования только от одного УВК.

6.2.7 При формировании в УВК задания вторичной мощности на электростанции и/или энергоблоки функция ограничения перетоков должна иметь приоритет перед функциями регулирования частоты и/или перетоков.

6.2.8 При передаче задания вторичной мощности на электростанции и/или энергоблоки от УВК вышестоящего диспетчерского центра через УВК нижестоящего диспетчерского центра последний должен приоритетно обеспечивать функцию ограничения перетоков при наличии ограничений в электрической сети с блокировкой реализации задания вторичной мощности, полученного от УВК вышестоящего диспетчерского центра.

6.2.9 При непосредственном подключении электростанции и/или энергоблоков к УВК уровня ЦКС АРЧМ ЕЭС или ЦС АРЧМ ОЭС величина задания вторичной мощности должна транслироваться в соответствующий нижестоящий диспетчерский центр.

6.2.10 Станционные устройства АРЧМ включают в себя:

- системы управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции (САУМ энергоблоков ТЭС, ГРАМ ГЭС, САУ ГА ГЭС);

- терминал АРЧМ (модуль связи), обеспечивающий взаимодействие УВК и систем управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции.

6.2.11 Дополнительные требования к участию в автоматическом вторичном регулировании, учитывающие особенности отдельных типов генерирующего оборудования, устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом требований настоящего стандарта.

6.2.12 Для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в автоматическом вторичном регулировании, субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны задаваться следующие параметры:

- величина резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку;

- величина максимальной скорости изменения задания вторичной мощности.

6.3 Требования к программно-техническим средствам автоматического вторичного регулирования

6.3.1 ЦС (ЦКС) АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:

- передача заданий вторичной мощности от УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, до станционных устройств АРЧМ должна производиться циклически не реже одного раза в секунду;

- время передачи заданий вторичной мощности от УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, до терминала АРЧМ не должно превышать 1 с;

- передача информации от станционных устройств АРЧМ до УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, должна производиться циклически не реже одного раза в секунду;

- время формирования и передачи информации от станционных устройств АРЧМ до УВК, к которому подключена электростанция и/или энергоблок, не должно превышать 2 с;

- в диспетчерских центрах и на электростанциях, подключенных к УВК, должна быть обеспечена защита от несанкционированного вмешательства в функционирование ЦС (ЦКС) АРЧМ;

- в диспетчерских центрах и на электростанциях, подключенных к УВК, должны быть обеспечены запись и хранение всей информации, передаваемой между УВК и станционными устройствами АРЧМ с шагом 1 с и привязкой к астрономическому времени с точностью не хуже 1 с, и архивная информация должна сохраняться не менее 1 года.

6.3.2 В целях обеспечения информационной безопасности в отношении ЦС (ЦКС) АРЧМ должны соблюдаться требования по обеспечению безопасности информации в ключевых системах

информационной инфраструктуры, установленные нормативными правовыми актами Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК России).

6.3.3 УВК должны соответствовать следующим общим требованиям:

- программное обеспечение УВК должно предусматривать выполнение всех функций вторичного регулирования, указанных в 6.1.1, а также обеспечивать взаимодействие с другими УВК;
- в УВК должны использоваться интегральные (пропорционально-интегральные) регуляторы, работающие в режиме реального времени с заданным циклом;
- функционирование алгоритмов УВК должно осуществляться циклически не реже одного раза в секунду;
- должно быть обеспечено непрерывное круглосуточное функционирование УВК (24 часа в сутки, 7 дней в неделю);
- коэффициент готовности программно-технических средств УВК должен быть не менее 0,9999 в год;
- должна быть обеспечена фиксация неисправности каналов связи, нарушений при передаче информации;
- должна быть обеспечена защита от потери информации о заданной настройке УВК после программных и аппаратных сбоев, в том числе при потере питания.

6.3.4 Каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:

- должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации;
- коэффициент готовности одного канала связи должен быть не ниже 0,99 в год.

6.3.5 Средства измерения параметров электроэнергетического режима, используемых в УВК, и каналы связи для их передачи в диспетчерские центры должны соответствовать следующим общим требованиям:

- передача информации о параметрах электроэнергетического режима с объектов электроэнергетики до диспетчерских центров должна производиться циклически не реже одного раза в секунду;
- время передачи информации о параметрах электроэнергетического режима с объектов электроэнергетики до диспетчерских центров не должно превышать 1 с;
- измерения частоты, используемые для вторичного регулирования, должны производиться датчиками, подключенными к сети переменного тока собственных нужд соответствующего диспетчерского центра, имеющей синхронную связь с энергосистемой без перевода на систему гарантированного питания, или с датчиков, установленных на секциях шин электростанций или подстанций;
- частота должна измеряться с периодом усреднения 1 с при точности не хуже 0,001 Гц, измерения частоты должны дублироваться с разных объектов электроэнергетики;
- активная мощность электростанций и/или энергоблоков, перетоков активной мощности по линиям электропередачи и оборудованию должна измеряться цифровыми датчиками мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5;
- датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую мощность с периодом усреднения 1 с;
- измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;
- измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика;
- коэффициент готовности канала связи для передачи информации должен быть не ниже 0,98 в год.

6.3.6 Станционные устройства АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:

- должно быть обеспечено непрерывное круглосуточное функционирование станционных устройств АРЧМ (24 часа в сутки, 7 дней в неделю);
- коэффициент готовности программно-технических средств должен быть не менее 0,9999 в год;
- должна быть обеспечена фиксация неисправности каналов связи, нарушений при передаче информации;
- время от момента получения станционным устройством АРЧМ задания вторичной мощности до момента формирования САУ ГА (САУМ) задания на соответствующее изменение активной мощности генерирующего оборудования не должно превышать 2 с.

6.3.7 Дополнительно системы ГРАМ, САУМ должны соответствовать следующим требованиям:

- функционирование ГРАМ, САУМ должно осуществляться циклически не реже одного раза в секунду;
- должна быть обеспечена защита от потери настроек ГРАМ, САУМ после программных и аппаратных сбоев, в том числе при потере питания;
- должна быть обеспечена защита от реализации ложных команд автоматического вторичного регулирования.

7 Третичное регулирование

7.1 Третичное регулирование должно осуществляться для поддержания заданных величин резервов вторичного регулирования, их восстановления в процессе регулирования частоты и перетоков активной мощности.

7.2 Для третичного регулирования должны использоваться:
- пуск-останов гидрогенераторов;
- пуск-останов, перевод в генераторный или насосный режим гидроагрегатов ГАЭС;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков ТЭС;
- загрузка (разгрузка) агрегатов ПГУ;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС.

7.3 Объемы резервов третичного регулирования, размещаемые субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, должны быть достаточными для восстановления резервов вторичного регулирования.

7.4 При планировании величин и мест размещения резервов третичного регулирования должна учитываться пропускная способность контролируемых сечений.

7.5 Временной регламент использования резерва третичного регулирования должен исключать полное исчерпание резерва вторичного регулирования.

8 Коррекция синхронного времени

8.1 В процессе управления электроэнергетическим режимом возникающие отклонения среднего значения частоты от номинального значения на заданном интервале времени приводят к отклонению синхронного (электрического) времени от астрономического.

8.2 В синхронной зоне в целях контроля и ограничения отклонения (ошибки) синхронного времени от астрономического времени должна производиться коррекция синхронного времени.

8.3 Отклонение синхронного времени ΔT, с, от астрономического на текущий момент нарастающим итогом за сутки, месяц, год определяется по формуле

$$\Delta T = \sum_{1}^{n} \Delta f_i \cdot 0{,}02 \cdot \Delta t, \qquad (8.1)$$

где n – количество интервалов Δt в расчетном периоде (сутки, месяц, год);

Δf_i – отклонение среднего значения частоты от номинальной на заданном интервале времени;

Δt =1 с.

8.4 Контроль за отклонением синхронного времени от астрономического в ЕЭС России осуществляет системный оператор, а в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

8.5 Во временно выделенных на изолированную работу энергосистемах, энергорайонах (энергоузлах) контроль за отклонением синхронного времени от астрономического не производится.

8.6 В первой синхронной зоне ЕЭС России порядок коррекции синхронного времени должен устанавливаться в соответствии с совместными согласованными решениями системного оператора и организаций, осуществляющих функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону.

8.7 Во второй синхронной зоне ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах коррекция синхронного времени производится системным оператором и соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

8.8 Допустимый диапазон отклонения синхронного времени от астрономического в первой синхронной зоне в ЕЭС России должен составлять не более ±30 с, во второй синхронной зоне ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах не более ±60 с.

9 Мониторинг регулирования частоты и перетоков активной мощности

9.1 Мониторинг участия генерирующего оборудования в первичном и автоматическом вторичном регулировании

9.1.1 На всех электростанциях должен быть обеспечен мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, а на электростанциях, участвующих в НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании – мониторинг участия в указанных видах регулирования.

9.1.2 Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен обеспечить мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании.

9.1.3 Персонал электростанций осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ путем сопоставления текущего отклонения активной мощности от заданного значения со значением требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты согласно 5.1.14.

9.1.4 Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено:

- измерение частоты вращения турбины с точностью не хуже 0,05 Гц для ОПРЧ и не хуже 0,01 Гц для НПРЧ;
- измерение активной мощности генерирующего оборудования датчиками активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5 при соблюдении следующих условий:

а) датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с периодом усреднения 1 с;

б) измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;

в) измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика.

9.1.5 Электростанции, участвующие в НПРЧ, должны иметь устройства системы мониторинга, регистрирующие параметры, необходимые для мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ, с возможностью передачи архивов зарегистрированных параметров в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.1.6 Требования к устройствам системы мониторинга, объему регистрируемых параметров, необходимых для мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ, устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.1.7 Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ с использованием телеметрической информации, поступающей в диспетчерские центры, мониторинг участия генерирующего оборудования в НПРЧ – с использованием данных системы мониторинга, путем сопоставления реализованной первичной мощности со значением требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты.

9.1.8 Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для случаев отклонения частоты от номинальной на ±0,2 Гц и более.

9.1.9 Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в автоматическом вторичном регулировании путем сопоставления текущего отклонения активной мощности от заданного значения со значением задания вторичной мощности от УВК.

9.1.10 Для мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны осуществляться фиксация и хранение с привязкой к астрономическому времени:

- измерений частоты с объектов электроэнергетики;
- измерений активной мощности генерирующего оборудования;
- заданий вторичной мощности от УВК на регулирующие объекты.

9.2 Контроль качества регулирования частоты в энергосистеме

9.2.1 Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны:

- контролировать качество регулирования частоты в энергосистеме;
- определять фактическую крутизну СЧХ областей регулирования и синхронных зон.

9.2.2 Для контроля качества регулирования частоты в энергосистеме в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны осуществляться регистрация и хранение с привязкой к астрономическому времени:

- измерений частоты в энергосистеме;
- измерений перетоков активной мощности по связям, определяющим границы областей регулирования.

9.2.3 На основе сохраненных измерений частоты субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны определяться:

- максимальные и минимальные мгновенные значения частоты за календарные сутки, месяц, год; дата и время их фиксации;
- средние значения частоты на интервалах 20 с, 15 мин, 30 мин, 1 ч, одни сутки, один месяц;
- максимальные (положительные и отрицательные) отклонения квазиустановившихся значений частоты от номинальной за календарные сутки, месяц, год; дата и время их фиксации;
- суммарное время отклонения за календарные сутки, месяц, год квазиустановившихся значений частоты от номинальной, рассчитанное для следующих диапазонов:
- от 49,800 до 50,200 Гц включительно;
- от 50,201 до 50,400 Гц включительно и от 49,979 до 49,600 Гц включительно;
- свыше 50,400 Гц и менее 49,600 Гц.
- для первой синхронной зоны ЕЭС России дополнительно должно определяться:

а) время нахождения частоты в диапазоне от 49,950 до 50,050 Гц;

б) время возврата частоты в пределы от 49,950 до 50,050 Гц для случаев ее выхода за указанный диапазон.

9.2.4 Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны определять фактические значения крутизны СЧХ областей регулирования и синхронных зон для каждого случая небаланса активной мощности, приводящих к отклонению частоты в синхронной зоне на 0,05 Гц и более.

9.2.5 Крутизна СЧХ областей регулирования, кроме той, в пределах которой зафиксирован небаланс активной мощности, σ, МВт/Гц, определяется по формуле

$$\sigma = \frac{\Delta Pc}{\Delta f}, \qquad (9.1)$$

где $\Delta P_c = P_c - P_{c0}$ – изменение внешнего перетока области регулирования (положительно при увеличении приема активной мощности), МВт, где

P_c – квазиустановившееся значение внешнего перетока области регулирования (на интервале от 10 до 30 с после возникновения небаланса активной мощности), МВт;

P_{c0} – квазиустановившееся значение внешнего перетока области регулирования до возникновения небаланса активной мощности, МВт;

$\Delta f = f - f_0$ – изменение частоты, Гц, где

f – квазиустановившееся значение частоты (на интервале от 10 до 30 с после возникновения небаланса активной мощности), Гц;

f_0 – квазиустановившееся значение частоты до возникновения небаланса активной мощности, Гц.

9.2.6 Крутизна СЧХ области регулирования, в пределах которой зафиксирован небаланс активной мощности, σ, МВт/Гц, определяется по формуле

$$\sigma = \frac{\Delta Pc + \Delta Pнб}{\Delta f}, \qquad (9.2)$$

где $\Delta P_{нб}$ – небаланс активной мощности области регулирования, МВт;

ΔP_c и Δf – см. пояснения к формуле (9.1).

9.2.7 Крутизна СЧХ синхронной зоны определяется по формуле (9.2), при этом ΔP_c принимается равным нулю.

9.2.8 Для подтверждения рассчитанных значений фактической крутизны СЧХ областей регулирования, определения степени влияния на крутизну СЧХ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ, не реже одного раза в 5 лет системным оператором должно быть организовано проведение системных испытаний (экспериментов) в первой синхронной зоне ЕЭС России.

УДК 621.311 ОКС 27.010 ОКП 01 1000

Ключевые слова: электроэнергетическая система, электроэнергетический режим, баланс активной мощности, регулирование частоты, общее первичное регулирование частоты, нормированное первичное регулирование частоты, автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков мощности, диапазон регулирования, зона нечувствительности

Подписано в печать 01.08.2014. Формат 60x84 1/8.
Усл. печ. л. 2,33. Тираж 39 экз. Зак. 2835.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»

123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

ОКС 27.010

Изменение № 1 ГОСТ Р 55890—2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования

Утверждено и введено в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25.12.2019 № 1476-ст

Дата введения — 2020—03—01

Пункты 2.4, 2.17, 2.19 изложить в новой редакции:

«2.4 **вынужденный режим энергосистемы**: Электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся снижением запасов устойчивости в нормальном режиме и возможностью нарушения устойчивости в послеаварийном режиме»;

«2.17 **нормированное первичное регулирование частоты**: Первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для нормированного первичного регулирования частоты»;

«2.19 **общее первичное регулирование частоты**: Первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для общего первичного регулирования частоты».

Раздел 2 дополнить пунктом 2.36:

«2.36 **автоматическое астатическое регулирование частоты:** Вид вторичного регулирования, при котором поддержание заданного значения частоты осуществляется исключительно системами автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции (САУМ энергоблоков ТЭС, ГРАМ ГЭС)».

Раздел 3 дополнить сокращением:

«ГТУ — газотурбинная установка».

Пункты 4.2, 4.4 изложить в новой редакции:

«4.2 Регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности должно осуществляться с использованием:

- первичного регулирования частоты, включающего в себя общее первичное регулирование частоты и нормированное первичное регулирование частоты;
- вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, включающего в себя вторичное регулирование частоты (в том числе автоматическое астатическое регулирование частоты), вторичное регулирование перетоков активной мощности (в том числе с коррекцией по частоте), ограничение перетоков активной мощности по контролируемым сечениям электрической сети;
- третичного регулирования активной мощности»;

«4.4 Во второй синхронной зоне ЕЭС России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны ЕЭС России, а также в первой синхронной зоне ЕЭС России при ее работе в вынужденном режиме должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах (50,0 ± 0,2) Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину (50,0 ± 0,4) Гц, с восстановлением частоты до указанных значений за время, не превышающее 72 мин;
- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений».

Пункт 4.6. Заменить слова: «правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» на «требованиями [1]».

Пункт 4.7. Второй абзац. Заменить слова: «правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» на «[1]».

Раздел 4 дополнить пунктом 4.13:

«4.13 Вновь вводимое генерирующее оборудование, которое определено техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям, проектной документацией или норматив-

ными правовыми актами как генерирующее оборудование, обеспечивающее автоматическое астатическое регулирование частоты в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе или в территориальной энергосистеме (части энергосистемы), которая длительно может выделяться на изолированную от ЕЭС России работу [далее — изолированно работающая энергосистема (часть энергосистемы)], должно соответствовать требованиям, указанным в 6.4».

Пункты 5.1.5, 5.1.6 изложить в новой редакции:

«5.1.5 Генерирующее оборудование должно участвовать в ОПРЧ в соответствии с требованиями [2] и [3].

5.1.6 НПРЧ должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), обеспечивающими гарантированное первичное регулирование в пределах заданного резерва НПРЧ с характеристиками и настройками, указанными в 5.3. При отклонениях частоты, приводящих к исчерпанию заданных резервов НПРЧ, генерирующее оборудование должно участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ, установленным в соответствии с [3]».

Подраздел 5.2 исключить.

Раздел 6 дополнить подразделом 6.4:

«6.4 Требования к автоматическому астатическому регулированию частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы)

6.4.1 Системы автоматического регулирования генерирующего оборудования электростанций, выполняющих астатическое регулирование частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы), должны обеспечивать возможность работы в следующих двух режимах:

- режиме регулирования заданного значения активной мощности с коррекцией по частоте;
- режиме астатического регулирования заданного значения частоты в энергосистеме (части энергосистемы).

6.4.2 Системы автоматического регулирования генерирующего оборудования электростанций, выполняющих астатическое регулирование частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы), должны обеспечивать:

- безударное переключение оперативным персоналом электростанции из режима регулирования мощности с коррекцией по частоте в режим астатического регулирования частоты и обратно;
- возможность ввода внешнего сигнала задания вторичной мощности при работе в режиме регулирования мощности с коррекцией по частоте.

6.4.3 Система автоматического регулирования генерирующего оборудования в режиме регулирования активной мощности с коррекцией по частоте должна обеспечивать выполнение требований, указанных в 5.1.

6.4.4 Система автоматического регулирования генерирующего оборудования в режиме астатического регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме (части энергосистемы) должна обеспечивать возможность:

- изменения нагрузки генерирующего оборудования в полностью автоматическом режиме в пределах регулировочного диапазона генерирующего оборудования;
- устойчивого процесса регулирования без возникновения незатухающих колебаний частоты и активной мощности;
- изменения оперативным персоналом электростанции заданного значения частоты (уставки по частоте) в пределах от 49,6 до 50,4 Гц без вывода системы автоматического регулирования из работы;
- изменения оперативным персоналом электростанции величины «мертвой полосы» по частоте относительно ее заданного значения в диапазоне от 0 (минимально возможного значения) до ±0,2 Гц с шагом не более 0,005 Гц.

6.4.5 Генерирующее оборудование при работе его системы автоматического регулирования в режиме автоматического астатического регулирования частоты должно изменять активную мощность в пределах регулировочного диапазона неограниченное количество циклов со следующей скоростью:

- для ТЭС с ПГУ и ГТУ — не менее 8 % установленной (номинальной) мощности в минуту;
- для ГЭС — до 40 % установленной (номинальной) мощности в минуту.

6.4.6 Выполнение требований, указанных в 6.4.2 и 6.4.4, должно быть подтверждено результатами испытаний по программе, согласованной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Пункт 9.1.4 изложить в новой редакции:

«9.1.4 Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено измерение частоты и активной мощности в соответствии с требованиями [3].

Требования к обеспечению мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ устанавливаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Пункты 9.1.7, 9.1.8 изложить в новой редакции:

«9.1.7 Мониторинг участия генерирующего оборудования в НПРЧ осуществляет субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с использованием данных системы мониторинга путем сопоставления реализованной первичной мощности со значением требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты.

9.1.8 Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляет субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в случаях и порядке, установленных в [3], с использованием телеметрической информации, поступающей в диспетчерские центры, а также данных, полученных от собственников и иных законных владельцев электростанций, в соответствии с требованиями [3]».

Стандарт дополнить элементом «Библиография»:

«Библиография

[1] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 12 июля 2018 г. № 548 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики»

[2] Постановление Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»

[3] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 9 января 2019 г. № 2 «Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229».

(ИУС № 3 2020 г.)

gost.e-ecolog.ru