

Приложение 6
к приказу ОАО «СО ЕЭС»
от 05.12.2012 № 475



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.27.100.003-2012
Регистрационный номер (обозначение)

05.12.2012
Дата утверждения

Стандарт организации

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЕЭС РОССИИ

НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Издание официальное

(в редакции изменения, введенного в действие приказом ОАО «СО ЕЭС»
от 29.07.2014 № 201)

Москва 2012

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения».

Сведения о стандарте

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

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

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 05.12.2012 № 475.

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «СО ЕЭС»

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЕЭС РОССИИ

НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает требования и правила, которыми следует руководствоваться ОАО «СО ЕЭС», 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 (далее ЕЭС России).

1.2. Стандарт определяет для ЕЭС России:

- требования к регулированию частоты электрического тока и перетоков активной мощности;
- требования к ОАО «СО ЕЭС» и собственникам объектов электроэнергетики при организации и осуществлении регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности;
- требования к генерирующему оборудованию, участвующему в регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности.

1.3. Требования 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. Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использована нормативная ссылка на следующий стандарт:

ГОСТ Р 1.0-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения.

3. Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины и определения:

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.

Вторичная мощность: величина изменения активной мощности генерирующего оборудования при вторичном регулировании.

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.

Вынужденный режим энергосистемы: режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых контролируемых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой.

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.

Квазиустановившееся значение параметра: усредненное на 20-секундном временном интервале значение параметра.

Контролируемое сечение: совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром ОАО «СО ЕЭС», перетоки активной мощности по которым контролируются и/или регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования.

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

Коэффициент коррекции по частоте: задаваемый для области регулирования коэффициент линейной зависимости суммарной первичной мощности и изменения мощности потребления области регулирования от отклонения частоты.

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

«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.

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.

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

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.

Номинальная частота: значение частоты 50 Гц.

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.

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

Область регулирования: синхронная зона, в которой осуществляется регулирование частоты, или часть синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока активной мощности.

Общее первичное регулирование частоты: первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием (за исключением генерирующего оборудования, указанного в настоящем Стандарте) в

пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования, в соответствии с характеристиками (параметрами) общего первичного регулирования.

Первичная мощность: величина изменения активной мощности генерирующего оборудования при первичном регулировании.

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

Первичные регуляторы: автоматические регуляторы частоты вращения турбин и регуляторы активной мощности, обеспечивающие первичное регулирование генерирующего оборудования.

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.

Регулировочный диапазон: интервал допустимых нагрузок генерирующего оборудования по активной мощности для нормальных условий его эксплуатации, при которых параметры генерирующего оборудования находятся в допустимых пределах.

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.

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.

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.

Связь (в электрической сети): последовательность элементов электрической сети (линий электропередач, трансформаторов, систем (секций) шин, коммутационных аппаратов), соединяющих две части энергосистемы.

Сечение (в электрической сети): совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей.

Синхронная зона: совокупность всего синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок

потребителей электрической энергии, имеющих общую частоту электрического тока.

Статизм первичного регулирования: коэффициент, определяющий зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования под воздействием регулятора частоты вращения турбины (регулятора мощности) от изменения частоты.

Третичное регулирование мощности (третичное регулирование): процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов вторичного регулирования.

Частота: значение частоты электрического тока.

1-я синхронная зона ЕЭС России: часть ЕЭС России, нормально работающая параллельно с энергосистемами стран СНГ и Балтии, включающая в себя все объединенные энергосистемы, кроме объединенной энергосистемы Востока. (изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014)

2-я синхронная зона ЕЭС России: часть ЕЭС России, включающая в себя объединенную энергосистему Востока, нормально работающая изолированно от 1-й синхронной зоны ЕЭС России. (изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014)

4. Обозначения и 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;
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.

5. Общие требования к регулированию частоты и перетоков активной мощности

5.1. В ЕЭС России должно осуществляться непрерывное регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности с целью поддержания частоты в пределах, определенных требованиями настоящего Стандарта, и поддержания перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах максимально допустимых значений, определенных ОАО «СО ЕЭС».

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

5.3. В 1-ой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты до уровня $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 минут;

- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.

5.4. Во 2-й синхронной зоне ЕЭС России, а также в 1-й синхронной зоне ЕЭС России при ее работе в вынужденном режиме, должно быть обеспечено поддержание:

- квазиустановившихся значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину $(50,0 \pm 0,4)$ Гц;

- перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в пределах допустимых значений.

5.5. В нормальном режиме энергосистемы при регулировании частоты посредством автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней величины частоты за любой час суток в пределах $(50,00 \pm 0,01)$ Гц в 1-ой и 2-ой синхронных зонах ЕЭС России.

5.6. В энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от 1-ой синхронной зоны ЕЭС России, должно быть обеспечено регулирование частоты и перетоков активной мощности в соответствии с п. 5.4. При этом в энергорайонах (энергоузлах), аварийно выделенных на изолированную работу, восстановление частоты до значений, указанных в п. 5.4, должно быть обеспечено за время, предусмотренное правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, утвержденными ОАО «СО ЕЭС».

5.7. 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, утвержденных ОАО «СО ЕЭС».

5.8. Для регулирования частоты и перетоков активной мощности ОАО «СО ЕЭС» должно 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.

5.9. ОАО «СО ЕЭС» должно осуществлять планирование баланса активной мощности для номинального значения частоты электрического тока.

5.10. 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 ОАО «СО ЕЭС»;
- готовность генерирующего оборудования к реализации резервов в автоматическом режиме или по диспетчерским командам ОАО «СО ЕЭС»;
- 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 ОАО «СО ЕЭС» для обеспечения функционирования ЦС (ЦКС) АРЧМ и системы мониторинга участия генерирующего оборудования в первичном, вторичном и третичном регулировании.

5.11. 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.

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

6. Первичное регулирование

6.1. Общие требования

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

6.1.2. В синхронной зоне, в состав которой входит 1-я 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 $50,0 \pm 0,8$ Гц.

6.1.3. Величина расчетного небаланса в 1-й 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 ОАО «СО ЕЭС» и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону, в состав которой входит 1-я синхронная зона ЕЭС России.

6.1.4. Требования п. 6.1.2 настоящего Стандарта должны достигаться совместным действием первичного регулирования во всех энергосистемах, входящих в синхронную зону, в состав которой входит 1-я синхронная зона ЕЭС России.

6.1.5. 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, удовлетворяющим требованиям к участию в ОПРЧ, указанным в п. 6.2.

6.1.6. НПРЧ должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), обеспечивающими гарантированное первичное регулирование в пределах заданного резерва НПРЧ с характеристиками и настройками, указанными в п. 6.3. При отклонениях частоты, приводящих к исчерпанию заданных резервов НПРЧ, генерирующее оборудование должно участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ указанным в п. 6.2.

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

6.1.8. 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. (изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014)

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

6.1.10. Не допускается блокировка действия регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности.

6.1.11. 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.

6.1.12. Групповые регуляторы активной мощности (для групп генерирующего оборудования в составе ПГУ, ТЭС, ГЭС) не должны допускать блокировки действия регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.

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

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

$$P_{\Pi} \% = 100 \times P_{\Pi} / P_{\text{ном}} = - 200 \times \Delta f_p / S, \quad (6.1)$$

$$P_{\Pi} = - 2 \times P_{\text{ном}} \times \Delta f_p / S, \quad (6.1a)$$

где $P_{\Pi} \%$, – требуемая первичная мощность, % $P_{\text{ном}}$;

P_{Π} – требуемая первичная мощность, МВт;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генерирующего оборудования, МВт;

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

$S = \frac{\Delta f_p / f_{\text{ном}}}{P_{\Pi} / P_{\text{ном}}} \times 100$ – статизм первичного регулирования генерирующего оборудования, %.

Примечание.

$\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты, не превышающих зону нечувствительности (при нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичного регулирования); в остальных случаях $\Delta f_p > 0$ при повышении частоты и $\Delta f_p < 0$ при понижении частоты.

Реализация требуемой первичной мощности должна осуществляться в «следящем» за частотой режиме.

6.1.15. При скачкообразном изменении частоты изменение активной мощности генерирующего оборудования в процессе первичного регулирования должно носить аperiodический характер. При этом в квазиустановившемся режиме отклонение фактической мощности генерирующего оборудования от требуемой величины задания активной мощности должно быть не более $\pm 1\%$ от номинальной мощности генерирующего оборудования.

6.2. Требования к общему первичному регулированию частоты

6.2.1. Дополнительно к требованиям, указанным в п. 6.1, 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;

- «мертвая полоса» первичного регулирования не должна превышать $(50,000 \pm 0,075)$ Гц;

- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0–5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами и в пределах 4,5–6,0 % для гидротурбин.

6.2.2. Величины статизма и «мертвой полосы» первичного регулирования для участия в ОПРЧ определяются собственниками генерирующего оборудования с соблюдением требований, указанных в п. 6.2.1.

6.2.3. При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности («мертвую полосу» первичного регулирования), первичная мощность должна выдаваться генерирующим оборудованием в объеме, определенном формулой (6.1). При этом совокупность основного и вспомогательного оборудования, режимы работы генерирующего оборудования и его технологическая автоматика должны обеспечивать выполнение требований п.п. 6.2.6–6.2.10.

6.2.4. Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны осуществляться в соответствии с требованиями, установленными ОАО «СО ЕЭС».

6.2.5. О временном вынужденном неучастии генерирующего оборудования в ОПРЧ по причине неисправности вспомогательного оборудования и устройств собственники электростанций должны официально уведомлять соответствующий диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС».

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 ОАО «СО ЕЭС» диспетчерской заявки.

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

6.2.6.1. 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 минут для пылеугольных энергоблоков, не более 7 мин для ТЭС с общим паропроводом.

6.2.6.2. 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 п.п. 6.2.6.1.

6.2.6.3. 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 величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой при соблюдении условий п. 6.1.8.

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

6.2.7.1. 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.

6.2.7.2. 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.

6.2.8. Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 должны удовлетворять следующим требованиям: ([изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014](#))

6.2.8.1. 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 более

98 % номинальной тепловой мощности. (изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014)

6.2.8.2. При скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности в пределах, указанных в п. 6.2.8.1, 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.

6.2.8.3. Реализация требуемой первичной мощности за пределами, указанными в п. 6.2.8.1, 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 п. 6.1.8.

6.2.9. Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР ТОИ должны удовлетворять следующим требованиям: (изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014)

6.2.9.1. 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.

6.2.9.2. Реализация требуемой первичной мощности за пределами, указанными в п. 6.2.9.1, 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 п. 6.1.8.

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

6.2.10.1. 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.

(изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014)

6.2.10.2. 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 генерирующего оборудования мощности с динамикой не хуже указанной в п. 6.2.10.1.

6.2.10.3. 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 п. 6.1.8.

6.3. Требования к нормированному первичному регулированию частоты

6.3.1. Дополнительно к требованиям, указанным в п. 6.1, 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, по активной мощности не более 0,3 % номинальной мощности;
- 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 $\pm 0,02$ Гц;

- должна быть обеспечена возможность задания «мертвой полосы» первичного регулирования в пределах до $(50,000 \pm 0,075)$ 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 (6.1), 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.

6.3.2. Дополнительные требования к участию в НПРЧ, учитывающие особенности отдельных типов генерирующего оборудования, устанавливаются ОАО «СО ЕЭС» с учетом требований настоящего Стандарта.

6.3.3. Для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в НПРЧ, ОАО «СО ЕЭС» должны задаваться следующие параметры:

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

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

6.3.5. 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 $\pm 0,2$ Гц от номинальной.

7. Вторичное регулирование

7.1. Общие требования

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

7.1.2. Поддержание заданного значения частоты должно осуществляться путем регулирования частоты в синхронной зоне и/или

регулирования внешних перетоков областей регулирования с коррекцией по частоте.

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

7.1.4. При распределении функций вторичного регулирования в синхронной зоне ОАО «СО ЕЭС» 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.

7.1.5. Распределение функций вторичного регулирования между диспетчерскими центрами синхронной зоны, включающей в себя энергосистемы зарубежных государств, устанавливается в соответствии с согласованными решениями между ОАО «СО ЕЭС» и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону.

7.1.6. 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.

7.1.7. Регулирование внешнего перетока области регулирования должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования G , вычисляемой по формуле:

$$G = \Delta P_c - K_{ч_{ор}} \times \Delta f, \quad \text{МВт}, \quad (7.1)$$

где

ΔP_c – ошибка регулирования перетока,

$$\Delta P_c = P_c - P_{c.з},$$

где

P_c – фактический внешний переток области регулирования,

$P_{c.з}$ – заданное значение внешнего перетока области регулирования при номинальной частоте, МВт;

$\Delta f = f - f_z$ – отклонение частоты f от заданного значения f_z ;

$K_{ч_{ор}}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте области регулирования, МВт/Гц.

$K_{ч_{ор}} \times \Delta f$ – 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).

7.1.8. Вторичное регулирование частоты в синхронной зоне должно выполняться путем сведения к нулю ошибки регулирования, вычисляемой по формуле:

$$G = -K_{\text{ч}_{\text{сз}}} \times \Delta f, \quad \text{МВт}, \quad (7.2)$$

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

7.1.9. Задаваемые значения коэффициентов коррекции по частоте областей регулирования и синхронных зон в ЕЭС России должны определяться ОАО «СО ЕЭС» по результатам контроля качества регулирования частоты в энергосистеме (п. 10.2).

7.1.10. Задаваемые значения коэффициентов коррекции по частоте областей регулирования, включающих энергосистемы зарубежных государств, определяются в соответствии с согласованными решениями между ОАО «СО ЕЭС» и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах.

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

7.1.12. 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.

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

7.1.14. Для возможности осуществления ОАО «СО ЕЭС» функции регулирования и ограничения перетоков активной мощности должно быть обеспечено:

- передача с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры телеизмерений перетоков активной мощности по контролируемым связям 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 (7.1);
- 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.

7.1.15. Для возможности осуществления ОАО «СО ЕЭС» 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 (7.2).

7.1.16. Осуществление ОАО «СО ЕЭС» 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.

7.1.17. 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 ОАО «СО ЕЭС».

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

7.2. Требования к автоматическому вторичному регулированию

7.2.1. Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России 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 п. 5.5, направленных на обеспечение минимальных отклонений вырабатываемой и потребляемой электроэнергии от плановых значений, обусловленных отклонениями частоты.

7.2.2. 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).

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

- управляющие вычислительные комплексы (УВК) ОАО «СО ЕЭС»;
- устройства АРЧМ, установленные на электростанциях, генерирующее оборудование которых подключается под управление от ЦС (ЦКС) АРЧМ (далее – стационарные устройства АРЧМ);
- специально организованные каналы связи для взаимодействия УВК и стационарных устройств АРЧМ.

7.2.4. УВК ЦКС АРЧМ ЕЭС устанавливается в главном диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС», УВК ЦС АРЧМ ОЭС устанавливаются в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС» – объединенных диспетчерских управлениях (ОДУ), УВК ЦС АРЧМ ЭС устанавливаются в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС» – региональных диспетчерских управлениях (РДУ).

7.2.5. Объем информации о параметрах электроэнергетического режима, передаваемой с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры для функционирования УВК, определяется ОАО «СО ЕЭС».

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

7.2.7. 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.

7.2.8. 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.

7.2.9. 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.

7.2.10. Стационарные 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.

7.2.11. Дополнительные требования к участию в автоматическом вторичном регулировании, учитывающие особенности отдельных типов генерирующего оборудования, устанавливаются ОАО «СО ЕЭС» с учетом требований настоящего Стандарта.

7.2.12. Для генерирующего оборудования, привлекаемого к участию в автоматическом вторичном регулировании, ОАО «СО ЕЭС» должны задаваться следующие параметры:

- величина резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку;
- величина максимальной скорости изменения задания вторичной мощности.

7.2.13. Должна обеспечиваться согласованная работа УВК и станционных устройств АРЧМ в соответствии с требованиями стандарта ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».

8. Третичное регулирование

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

8.2. 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 парогазовых установок;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС.

8.3. Объемы резервов третичного регулирования, размещаемые ОАО «СО ЕЭС» в электроэнергетике, должны быть достаточными для восстановления резервов вторичного регулирования.

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

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

9. Коррекция синхронного времени

9.1. 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.

9.2. В синхронной зоне с целью контроля и ограничения отклонения (ошибки) синхронного времени от астрономического времени должна производиться коррекция синхронного времени.

9.3. Отклонение синхронного времени от астрономического на текущий момент нарастающим итогом за сутки, месяц, год определяется по формуле:

$$\Delta T = \sum_1^n \Delta f_i \cdot 0,02 \cdot \Delta t,$$

где ΔT – отклонение синхронного времени от астрономического за сутки (месяц, год), с;

$\Delta t = 1$ с; n – количество интервалов Δt в расчетном периоде (сутки, месяц, год).

Δf_i – отклонение среднего значения частоты от номинальной на заданном интервале времени. (изм. см. приказ № 201 от 29.04.2014)

9.4. Контроль за отклонением синхронного времени от астрономического в ЕЭС России осуществляет ОАО «СО ЕЭС».

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

9.6. В 1-й синхронной зоне ЕЭС России порядок коррекции синхронного времени устанавливается в соответствии с согласованными решениями между ОАО «СО ЕЭС» и организациями, осуществляющими функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежных энергосистемах, входящих в синхронную зону.

9.7. Во 2-й синхронной зоне ЕЭС России коррекция синхронного времени производится ОАО «СО ЕЭС».

9.8. Допустимый диапазон отклонения синхронного времени от астрономического в 1-й синхронной зоне в ЕЭС России должен составлять не более ± 30 с, во 2-й синхронной зоне ЕЭС России не более ± 60 с.

10. Мониторинг регулирования частоты и потоков активной мощности

10.1. Мониторинг участия генерирующего оборудования в первичном и автоматическом вторичном регулировании

10.1.1. 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.

10.1.2. ОАО «СО ЕЭС» должно обеспечить мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании.

10.1.3. 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 (п. 6.1.14 настоящего Стандарта).

10.1.4. 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:

- датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом 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.

10.1.5. 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 ОАО «СО ЕЭС».

10.1.6. Требования к устройствам системы мониторинга, объему регистрируемых параметров, необходимых для мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ, устанавливаются ОАО «СО ЕЭС».

10.1.7. ОАО «СО ЕЭС» 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.

10.1.8. Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется ОАО «СО ЕЭС» для случаев отклонения частоты от номинальной на $\pm 0,2$ Гц и более.

10.1.9. ОАО «СО ЕЭС» 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.

10.1.10. Для мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, НПРЧ и автоматическом вторичном регулировании в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС» 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.

10.2. Контроль качества регулирования частоты в энергосистеме

10.2.1. ОАО «СО ЕЭС» должно:

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

10.2.2. Для контроля качества регулирования частоты в энергосистеме в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС» должны осуществляться регистрация и хранение с привязкой к астрономическому времени:

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

10.2.3. На основе сохраненных измерений частоты ОАО «СО ЕЭС» 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, 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:
 - (49,800–50,200) Гц;
 - (50,201–50,400) и (49,979–49,600) Гц;
 - свыше 50,4 и менее 49,6 Гц;
- для 1-й синхронной зоны ЕЭС России дополнительно должно определяться:
 - время нахождения частоты в диапазоне (49,950–50,050) Гц;
 - время возврата частоты в пределы (49,950–50,050) Гц для случаев ее выхода за указанный диапазон.

10.2.4. ОАО «СО ЕЭС» должно 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.

10.2.5. Крутизна СЧХ областей регулирования, кроме той, в пределах которой зафиксирован небаланс активной мощности, определяется по формуле:

$$S = \frac{\Delta P_c}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц,}$$

где

S – расчетное значение крутизны СЧХ,

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

где

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

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

10.2.6. Крутизна СЧХ области регулирования, в пределах которой зафиксирован небаланс активной мощности, определяется по формуле:

$$S = \frac{\Delta P_c + \Delta P_{нб}}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц,}$$

где

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

10.2.7. Крутизна СЧХ синхронной зоны определяется по формуле, указанной в п. 10.2.6, при этом ΔP_c принимается равным нулю.

10.2.8. 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 ОАО «СО ЕЭС» должно организовываться проведение системных испытаний (экспериментов) в 1-й синхронной зоне ЕЭС России.

УДК _____ ОКС _____

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 активной мощности, зона нечувствительности.

Руководитель организации-разработчика

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

наименование организации

Председатель Правления

должность

личная подпись

Б.И. Аюев

инициалы, фамилия

Руководитель

разработки

Первый заместитель Председателя

Правления

должность

личная подпись

Н.Г. Шульгинов

инициалы, фамилия

Исполнитель

Начальник Службы внедрения
противоаварийной и режимной
автоматики

должность

личная подпись

Е.И. Сацук

инициалы, фамилия