Приложение 3

УТВЕРЖДЕНЫ
Решением Координационного совета
при Электроэнергетическом Совете СНГ
Протокол 9-го заседания от 11 декабря 2024 г.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УЧАСТИЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

СОГЛАСОВАНЫ
решением КОТК
Протокол № 45 от 19-20.09.2024

1. Область применения

Настоящие Основные технические требования к участию электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (далее – Основные технические требования) разработаны впервые в соответствии с Планом работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) на 2024-2025 гг., утвержденным решением 7-го заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ (Протокол от 15.12.2023 №7).

Настоящие Основные технические требования устанавливают требования к генерирующему оборудованию тепловых, гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций для участия в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, работающих в энергообъединении стран СНГ, Балтии и Грузии.

2. Термины и определения

В настоящем документе принимаются термины и определения, установленные в серии документов Электроэнергетического Совета СНГ «Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии».

3. Обозначения и сокращения

АВРЧМ	–	автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности
НПРЧ	–	нормированное первичное регулирование частоты
САРЧМ (СГОАРЧМ)	–	система автоматического регулирования частоты и мощности генерирующего оборудования электростанции
ЦС АРЧМ	–	централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности

4. Общие требования к участию электростанций в НПРЧ и АВРЧМ

4.1. Участие генерирующего оборудования электростанций в НПРЧ должно соответствовать требованиям пунктов 5.12÷5.17 Правил и рекомендаций по регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных Решением Электроэнергетического Совета СНГ (Протокол № 48 от 23 октября 2015 года).

4.2. Участие электростанций (энергоблоков) в АВРЧМ должно осуществляться путем изменения мощности в соответствии с управляющим воздействием (заданием вторичной мощности), поступающим от ЦС АРЧМ.

4.3. Допускается одновременное участие генерирующего оборудования электростанций в НПРЧ и АВРЧМ при условии выполнения требований к каждому из видов регулирования.

4.4. Участие электростанций в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно осуществляться в пределах имеющихся регулировочных возможностей соответствующего генерирующего оборудования, ограниченных только допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.

4.5. Участие генерирующего оборудования в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно осуществляться действием САРЧМ (СГОАРЧМ), обеспечивающей регулирование суммарного задания мощности в пределах регулировочного диапазона в автоматическом режиме с характеристиками, установленными настоящими требованиями.

4.6. Регулирование суммарного задания мощности генерирующего оборудования должно осуществляться с коррекцией заданной мощности по частоте во всем регулировочном диапазоне.

В САРЧМ (СГОАРЧМ) генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС в качестве измерений частоты должны использоваться измерения частоты вращения соответствующих турбин.

4.7. Величины «мертвой полосы» и статизма первичного регулирования должны быть равны заданным значениям во всем регулировочном диапазоне генерирующего оборудования.

4.8. Для участия генерирующего оборудования в НПРЧ и (или) АВРЧМ при задании плановой мощности должно учитываться размещение заданных резервов первичного и (или) вторичного регулирования с учетом границ фактического регулировочного диапазона.

4.9. Структура САРЧМ (СГОАРЧМ) генерирующего оборудования должна обеспечивать выполнение требований настоящего документа и не должна препятствовать действию устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

4.10. Генерирующее оборудование должно пройти испытания, подтверждающие возможность его участия в НПРЧ и (или) в АВРЧМ.

5. Требования, предъявляемые к генерирующему оборудованию для участия в НПРЧ

5.1. Используемое в САРЧМ (СГОАРЧМ) измерение частоты должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

5.2. Нечувствительность первичных регуляторов по частоте должна быть не более 0,01 Гц.

Зона нечувствительности первичного регулирования по частоте должна быть не более 0,02 Гц.

Величина «мертвой полосы» первичного регулирования должна быть не более 50,00±0,02 Гц с возможностью ее расширения до величины не менее 50,00±0,075 Гц с дискретностью 0,005 Гц.

5.3. Должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования без вывода из работы САРЧМ (СГОАРЧМ) и потери функции первичного регулирования.

5.4. Должен быть обеспечен статизм первичного регулирования в пределах 4-6% с возможностью его изменения с шагом не более 0,5%.

5.5. Используемая в САРЧМ (СГОАРЧМ) мощность генерирующего оборудования должна измеряться с точностью не хуже 1 % номинальной (установленной) мощности.

5.6. При отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования генерирующее оборудование должно выдавать требуемую первичную мощность с учетом изменения величины отклонения частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме, до возврата частоты в пределы мертвой полосы.

5.7. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности величиной до 5% номинальной мощности для ТЭС и до 7% номинальной мощности для ГЭС, СЭС и ВЭС в пределах регулировочного диапазона, САРЧМ (СГОАРЧМ) генерирующего оборудования должна обеспечивать гарантированное изменение первичной мощности не менее половины требуемой первичной мощности за первые 15 секунд и полностью за 30 секунд (Рис. 1).

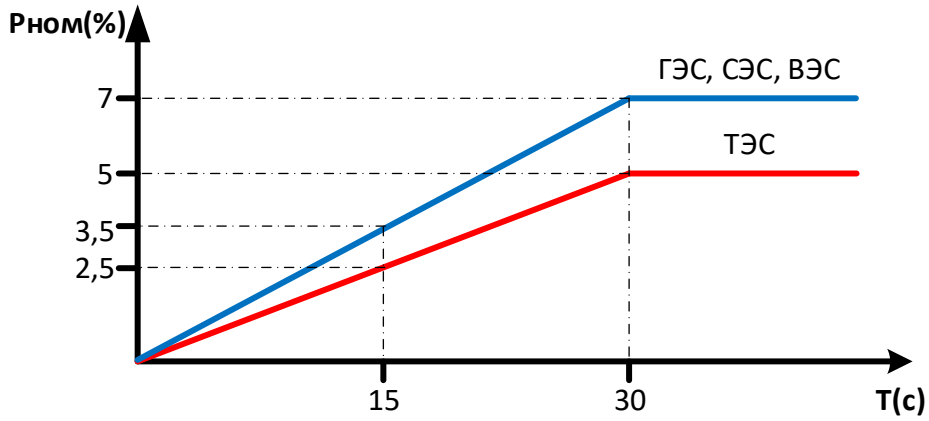


Рис.1. График изменения первичной мощности генерирующего оборудования.
Рном(%) – величина требуемой первичной мощности от номинальной. Т(с) – время.

5.8. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности:

– для ТЭС в диапазоне от 5% до 10% номинальной;

– для ГЭС, СЭС и ВЭС более 7% номинальной мощности

САРЧМ (СГОАРЧМ) генерирующего оборудования, в пределах регулировочного диапазона, должна обеспечить гарантированное изменение первичной мощности за первые 30 секунд по требованиям к НПРЧ (см. п. 5.7), а всей требуемой первичной мощности за время:

– не более 1 минуты для ГЭС, СЭС и ВЭС;

– не более 5 минут для газомазутных энергоблоков;

– не более 6 минут для пылеугольных энергоблоков;

– не более 7 минут для ТЭС с общим паропроводом.

Может быть установлено иное время реализации всей требуемой первичной мощности с учетом стандартов, нормативной и технической документации государства-участника СНГ и Грузии.

5.9. Переходный процесс изменения мощности при первичном регулировании должен иметь апериодический характер.

Величина перерегулирования должна быть не более 1% номинальной мощности.

5.10. В квазиустановившемся режиме отклонение фактической первичной мощности от требуемой величины должно быть не более ±1% номинальной мощности.

5.11. При отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования время выдачи требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты не должно ограничиваться.

6. Требования, предъявляемые к генерирующему оборудованию для участия в АВРЧМ

6.1. Участие электростанций (энергоблоков) в АВРЧМ должно осуществляться путем изменения мощности в соответствии с заданием вторичной мощности, поступающим от ЦС АРЧМ.

6.2. САРЧМ (СГОАРЧМ) генерирующего оборудования должны обеспечивать изменение мощности по заданиям ЦС АРЧМ в пределах регулировочного диапазона со следующими характеристиками:

– для ПГУ (ГТУ) со скоростью изменения задания вторичной мощности максимально до 3 % Рном/мин величиной максимально до ±5 % Рном;

– для энергоблоков ТЭС и ТЭС неблочной компоновки со скоростью изменения задания вторичной мощности максимально до 1 % Рном/мин величиной максимально до ±5 % Рном ;

– для ГЭС, СЭС и ВЭС со скоростью изменения задания вторичной мощности максимально до 40 % Рном/мин величиной максимально до располагаемого регулировочного диапазона.

6.3. Количество циклов изменений задания вторичной мощности не должно быть ограничено.

6.4. При участии электростанции в АВРЧМ должна сохраняться функция участия ее генерирующего оборудования в первичном регулировании.

6.5. При участии электростанции (энергоблока) в АВРЧМ отклонение фактической мощности от требуемой суммарной величины задания мощности должно быть не более ±1 % Рном.

6.6. Для участия электростанции (энергоблока) в АВРЧМ в САРЧМ (СГОАРЧМ) должна быть предусмотрена возможность установки ограничений величины задания от ЦС АРЧМ и скорости его изменения.

6.7. Для обеспечения возможности подключения электростанции (энергоблока) к управлению от ЦС АРЧМ должны быть предусмотрены:

– возможность создания модуля задатчика вторичной мощности (ЗВМ) в САРЧМ (СГОАРЧМ) для приема и обработки заданий от ЦС АРЧМ;

– возможность подключения станционного терминала АРЧМ к ЗВМ и ЦС АРЧМ для обеспечения их взаимодействия.

7. Организации мониторинга участия в НПРЧ и АВРЧМ

Для осуществления мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ и (или) АВРЧМ, электростанции должны оснащаться устройствами системы мониторинга, посредством которых должна обеспечиваться непрерывная регистрация параметров, указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Перечень параметров, регистрация которых должна быть реализована системами мониторинга участия генерирующего оборудования в НПРЧ/АВРЧМ.

№	Наименование параметра
1	Фактическая мощность
2	Частота, используемая в САРЧМ (СГОАРЧМ)
3	Частота электрического тока сети
4	Задание первичной мощности (частотная коррекция)
5	Задание вторичной мощности
6	Суммарное задание (задания плановой, вторичной и первичной мощности)

Рекомендуется обеспечить непрерывную регистрацию технологических параметров, характеризующих состояние основного оборудования, для возможности оценки его технического состояния при участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ.