



**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ»**

«УТВЕРЖДАЮ»

Президент НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

Н.Д. Рогалев

« 28 » декабря 2023 г.

ПРОТОКОЛ

заседания секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления в ЕЭС России» и секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» по теме: **«Создание системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в технологически изолированной энергосистеме Магаданской области»**

07 декабря 2023 г.

г. Москва

Присутствовало: 33 человека (список представлен в Приложении 1).

На заседании выступили:

С вступительным словом:

- Председатель секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России», к.т.н. – А.В. Жуков;

- Начальник Управления технологической автоматики и возбуждения Департамента эксплуатации ПАО «РусГидро» – А.Н. Калинин.

С докладами:

- «Создание системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в технологически изолированной энергосистеме Магаданской области» - О.В. Гуриков (АО «НТЦ ЕЭС») (приложение 2);

- «Вопросы создания системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в технологически изолированной энергосистеме Магаданской области» - Е.И. Сацук (АО «СО ЕЭС») (приложение 3).

В обсуждении докладов и прениях выступили:

А.В. Жуков, А.Ф. Бондаренко, О.В. Гуриков, А.Н. Калинин, Е.И. Сацук, А.Н. Сафронов, А.А. Шапеев, А.П. Морозов.

Заслушав доклады, выступления участников в дискуссии, заседание отмечает следующее:

1. Энергосистема Магаданской области является технологически изолированной энергосистемой. По состоянию на 2019 год на территории Магаданской области эксплуатировалось четыре электростанции с общей установленной мощностью 1530,5 МВт: две гидроэлектростанции (Колымская ГЭС и Усть-Среднеканская ГЭС) общей установленной мощностью 1210,5 МВт и две тепловые электростанции (Аркагалинская ГРЭС и Магаданская ТЭЦ) с общей установленной мощностью 320 МВт. Более 90 % выработки электроэнергии в регионе обеспечивается гидроэлектростанциями.

2. Непрерывность производства электроэнергии, отсутствие возможности запастись энергией в промышленных масштабах и постоянное изменение объемов потребления требуют настолько же непрерывного контроля за соответствием количества произведенной и потребленной электроэнергии. Показателем, характеризующим точность этого соответствия, является частота электрического тока. Именно частота электрического тока является одним из основных показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы. При ведении электрического режима постоянно возникают колебания баланса мощности в основном из-за нестабильности потребления, а также (гораздо реже) при отключениях генерирующего оборудования, линий электропередачи и других элементов энергосистемы. Указанные отклонения баланса мощности приводят к отклонениям частоты от номинального уровня. Регулирование режима энергосистемы по частоте заключается в постоянном поддержании планового баланса мощности путем ручного или автоматического (а чаще и того, и другого одновременно) изменения нагрузки генераторов электростанций таким образом, чтобы частота все время оставалась близкой к номинальной.

3. Регулирование частоты электрического тока в ЕЭС России и территориально изолированных энергосистемах осуществляется в соответствии с требованиями, установленными «Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937, и национальным стандартом 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».

4. Все вращающиеся механизмы в синхронно работающих частях энергосистемы (турбины, генераторы, двигатели и т.д.) имеют номинальные проектные обороты, пропорциональные номинальной частоте в сети. Известно, что номинальный режим работы всех вращающихся механизмов

является наиболее эффективным с точки зрения их экономичности, надежности и долговечности. Отклонение от номинальных оборотов приводит к нежелательным эффектам в работе оборудования электростанций и потребителей (возникновение повышенных вибраций, износа и т.д.), снижению их экономичности и надежности. Для разного оборудования существуют предельно допустимые отклонения частоты от номинальной. Поддержание частоты на уровне близком к номинальному обеспечивает максимальную экономичность работы энергетического оборудования и максимальный запас надежности работы энергосистем.

5. В настоящее время в энергосистеме Магаданской области система автоматического вторичного регулирования частоты (АВРЧМ) отсутствует. Регулирование частоты осуществляется выделенным генератором. Для предотвращения глубоких изменений частоты при значительных небалансах активной мощности в энергосистеме Магаданской области введены в работу устройства противоаварийной автоматики: автоматика ограничения повышения частоты с действием на отключение генерирующего оборудования Колымской ГЭС и автоматическая частотная разгрузка с действием на отключение потребителей.

6. Организация автоматического вторичного регулирования частоты позволит обеспечить поддержание частоты в пределах, установленных нормативными документами.

7. По заданию ПАО «РусГидро» АО «НТЦ ЕЭС» выполнило работу по разработке мероприятий, обеспечивающих общее первичное и оптимальное вторичное регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистеме Магаданской области, которые позволят повысить надежность, экономичность и эффективность функционирования этой энергосистемы.

8. В процессе выполнения данной работы были:

8.1. Выявлены существенные недостатки рабочих алгоритмов ГРАМ Колымской ГЭС, которые не отвечают требованиям действующей нормативной документации и не обеспечивают как корректное взаимодействие с системами автоматического регулирования гидроагрегатов, так и не позволяют реализовать указанные мероприятия. В результате были сформулированы рекомендации по совершенствованию алгоритмов ГРАМ Колымской ГЭС.

8.2. Оптимизированы параметры настройки САУ ГА Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС, которые могут обеспечить повышение качества регулирования частоты при возникновении аварийных небалансов мощности.

8.3. Проверены различные варианты реализации системы АВРЧМ – регулирование частоты выделенным гидроагрегатом, устройствами ГРАМ, централизованной системой АВРЧМ. В результате, оптимальным был признан вариант реализации с централизованной системой АВРЧМ, в котором:

- централизованное устройство АВРЧМ передает управляющее воздействие в виде задания вторичной мощности (ЗВМ) на Колымскую ГЭС и Усть-Среднеканскую ГЭС;

- ГРАМ Колымской ГЭС и ГРАМ Усть-Среднеканской ГЭС с учетом заданной плановой мощности распределяют поступившее задание вторичной мощности по гидроагрегатам соответствующей ГЭС;
- индивидуальные системы регулирования гидроагрегатов функционируют в режиме регулирования мощности с коррекцией по частоте, в котором заданием является полученное от ГРАМ задание мощности.

8.4. Разработаны алгоритмы и концепция организации системы АВРЧМ энергосистемы Магаданской области. В соответствии с данной концепцией основным режимом работы системы АВРЧМ энергосистемы Магаданской области должен быть режим поддержания частоты.

8.5. Создана и верифицирована физическая модель энергосистемы Магаданской области, разработан макет АВРЧМ. Проведены тестовые испытания макета АВРЧМ на физической модели энергосистемы Магаданской области. По результатам тестовых испытаний были скорректированы алгоритмы работы макета АВРЧМ, выбраны параметры его настройки и расширена программа испытаний с учетом полученного опыта. Выполнены комплексные испытания макета АВРЧМ на физической модели энергосистемы Магаданской области и по их результату выполнены итоговая корректировка алгоритмов и параметров настройки макета АВРЧМ.

9. АО «СО ЕЭС» разработаны требования по определению нормативной величины вторичного резерва активной мощности в изолированных энергосистемах. В энергосистеме Магаданской области при автоматическом астатическом регулировании частоты выделенным блоком на Колымской ГЭС или Усть-Среднеканской ГЭС нормативный резерв вторичной мощности не обеспечивается. При регулировании частоты с использованием ГРАМ станций или централизованной АВРЧМ нормативный резерв вторичной мощности обеспечивается.

10. Реализация автоматического астатического регулирования частоты с использованием ГРАМ станций достаточна для обеспечения в энергосистеме нормативного качества электроэнергии по критерию отклонения частоты. Реализация централизованной системы АВРЧМ позволит увеличить величину резерва вторичной мощности и повысить скорость регулирования частоты, однако потребует дополнительных капитальных вложений на организацию системы АВРЧМ.

Рассмотрев материалы НТС и заслушав докладчиков, совместное заседание секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления» и секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» **приняло следующие решения:**

1. Одобрить выполненную работу по созданию системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в технологически изолированной энергосистеме Магаданской области.

2. Рекомендовать ПАО «РусГидро» и АО «СО ЕЭС»:

2.1. Учесть предложения АО «НТЦ ЕЭС» по совершенствованию алгоритмов ГРАМ Колымской ГЭС при модернизации ГРАМ.

2.2. Учесть результаты работы, выполненной АО «НТЦ ЕЭС», при разработке и внедрении системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в энергосистеме Магаданской области.

2.3. Организовать внедрение автоматического вторичного регулирования частоты в энергосистеме Магаданской области в два этапа. На первом этапе модернизировать устройства ГРАМ на Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС с реализацией в них функции автоматического астатического регулирования частоты, при этом в ГРАМ предусмотреть возможность получения задания вторичной мощности из диспетчерского центра. На втором этапе рассмотреть необходимость организации функционирования АВРЧМ в централизованном режиме.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТЦ ЕЭС», д.т.н., профессор

В.В. Молодюк

Ученый секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТЦ ЕЭС», к.т.н.

Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции «Управление
режимами энергосистем, РЗА»
НП «НТЦ ЕЭС»

А.Ф. Бондаренко

Ученый секретарь секции
«Управление режимами энергосистем,
РЗА» НП «НТЦ ЕЭС», к.т.н.

Ю.И. Лужковский

Председатель секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП
«НТЦ ЕЭС», к.т.н.

А.В. Жуков

Ученый секретарь секции «Проблемы
надежности и эффективности
релейной защиты и средства
автоматического системного
управления в ЕЭС России» НП «НТЦ
ЕЭС»

А.И. Расщепляев