

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЕЭС РОССИИ

АВТОРЫ:

ЖУКОВ А.В.,
К.Т.Н., ОАО «СО ЕЭС»

САЦУК Е.И.,
Д.Т.Н., ОАО «СО ЕЭС»

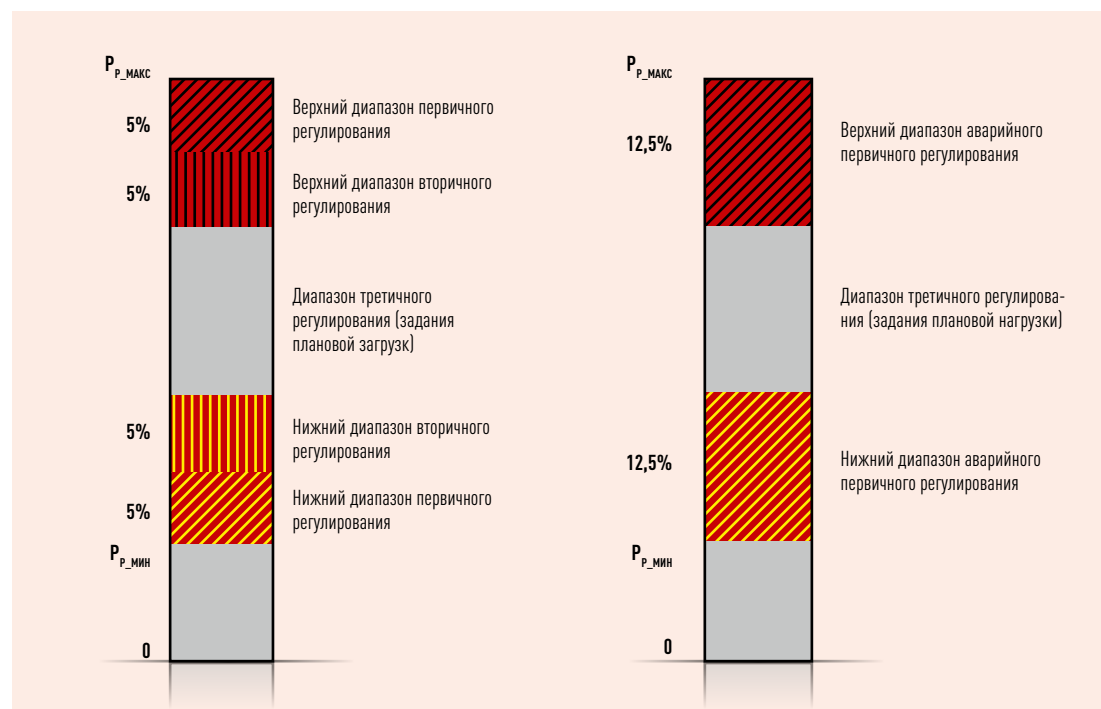
САФРОНОВ А.Н.,
ИНЖ., ОАО «СО ЕЭС»

При вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности решается задача поддержания планового баланса мощности в энергосистемах

путем компенсации постоянно существующих нерегулярных колебаний мощности и возникающих аварийных отключений генерирующего оборудования или нагрузки потребителей.

Ключевые слова: энергосистема, регулирование частоты, гидравлические электростанции, тепловые электростанции, энергоблок.

Размещение диапазонов регулирования



НАЗНАЧЕНИЕ И СТРУКТУРА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЕЭС РОССИИ

При вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности решается задача поддержания планового баланса мощности в энергосистемах путем компенсации постоянно существующих нерегулярных колебаний мощности и возникающих аварийных отключений генерирующего оборудования или нагрузки потребителей.

Создание и развитие централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) обусловлено необходимостью обеспечения возможности управления режимами энергосистем в темпе протекающих в них процессов, когда оперативное управление является малоэффективным.

Повышение качества регулирования частоты и перетоков активной мощности за счет использования централизованных систем АРЧМ позволяет увеличить обмен мощности по межсистемным сечениям при сохранении надежности параллельной работы энергосистем.

В ЕЭС России функционируют централизованные системы АРЧМ трех уровней: 1) центральная координирующая система АРЧМ (ЦКС АРЧМ ЕЭС); 2) централизованные системы АРЧМ объединенных энергосистем (ЦС АРЧМ ОЭС); 3) централизованные системы АРЧМ территориальных энергосистем (ЦС АРЧМ ЭС).

Структурная схема функционирования и взаимодействия систем АРЧМ в 1-й синхронной зоне ЕЭС России представлена на рис. 1.

Функцию автоматического вторичного регулирования частоты в 1-й синхронной зоне ЕЭС России выполняет ЦКС АРЧМ ЕЭС, к управлению от которой могут подключаться гидравлические электростанции (ГЭС) и энергоблоки тепловых электростанций (ТЭС).

Для участия в автоматическом вторичном регулировании привлекаются в основном ГЭС, являющиеся высокоманевренными источниками генерации, способными увеличивать или снижать активную мощность по заданиям центрального регулятора с необходимым быстродействием.

Для выполнения задач автоматического вторичного регулирования на ГЭС планируются необходимые резервы мощности. При этом в период паводка из-за ограничений по уровню выработки электроэнергии и мощности участвующие в регулировании ГЭС вынуждены открывать дополнительные объемы холостых сбросов для пропуска воды, тем самым снижая эффективность использования гидроресурсов.

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКАМИ ТЭС ОТ ЦКС АРЧМ ЕЭС

С целью повышения эффективности использования гидроресурсов в паводковый период 2013 г. автоматическое вторичное регулирование частоты в ЕЭС России впервые осуществлялось с привлечением только энергоблоков ТЭС без участия ГЭС. В паводок 2014 г. энергоблоки ТЭС участвовали во вторичном регулировании совместно с ГЭС.

В рамках функционирования рынка услуг по обеспечению системной надежности (рынка системных услуг) для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) в 2013 г. было отобрано 26 энергоблоков на шести ТЭС (Ставропольская ГРЭС, Заинская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1, Пермская ГРЭС, Ириклинская ГРЭС и Кармановская ГРЭС) суммарной номинальной мощностью 8143 МВт с возможностью размещения резерва вторичного регулирования 814 МВт (± 407 МВт). В 2014 г. был отобран 21 энергоблок на пяти ТЭС.

Отбор энергоблоков ТЭС для участия в АВРЧМ осуществлялся в рамках выполнения положений Постановления Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг...». Работа энергоблоков ТЭС в режиме АВРЧМ осуществляется полностью на добровольной основе, в соответствии с требованиями стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности».

Требования указанного стандарта предусматривают, что максимальная величина изменения мощности энергоблока ТЭС при участии в АВРЧМ не может превышать 5% от его номинальной мощности, а максимальная скорость изменения активной мощности не может превышать 1% от его номинальной мощности в минуту, что является условием обеспечения надежного режима работы оборудования.

Практический опыт, накопленный в рамках реализации пилотного проекта по привлечению к АВ-

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СИСТЕМ АРЧМ В 1-Й СИНХРОННОЙ ЗОНЕ ЕЭС РОССИИ

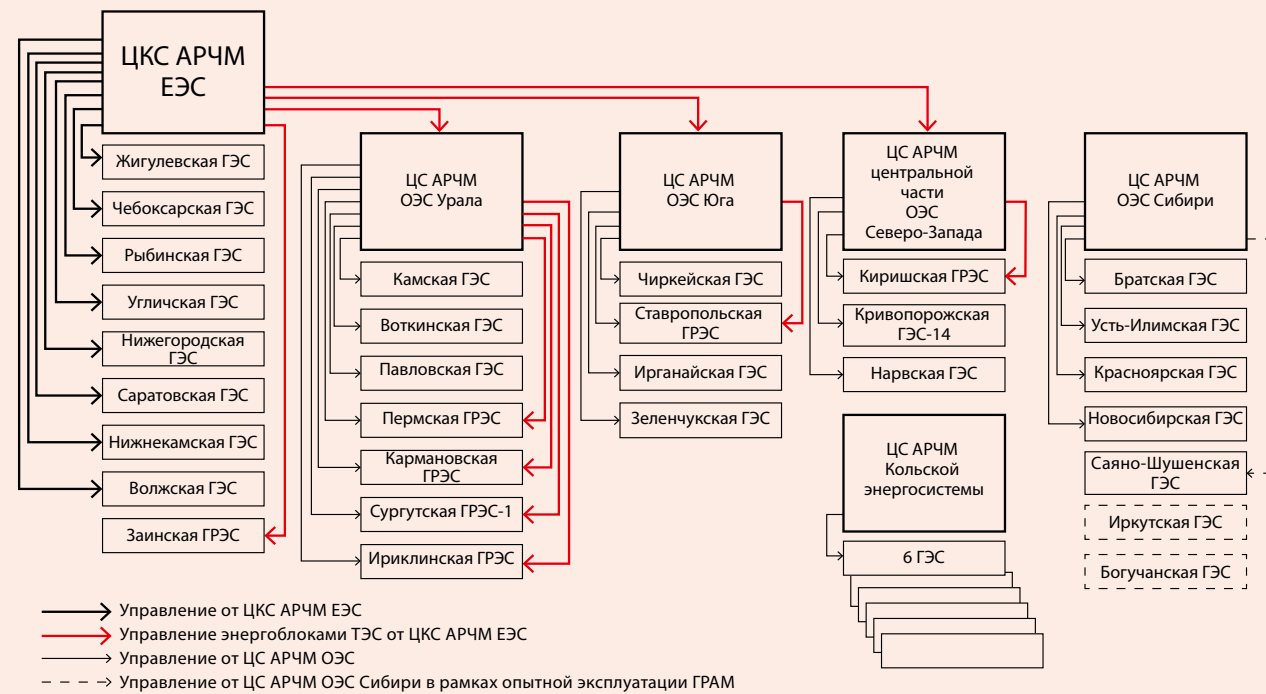


Рис. 1

РЧМ четырех энергоблоков ТЭС в 2011–2012 гг. (каждый из энергоблоков проработал в режиме АВРЧМ более 10 тыс. ч.), показывает отсутствие каких-либо технических проблем с генерирующим оборудованием, обусловленных работой в этом режиме.

Обязательным условием оказания услуг по АВРЧМ в рамках рынка системных услуг является инспекционный контроль работы и состояния оборудования, в результате которого проверяются все основные технологические параметры работы энергоблоков.

Подключение энергоблоков ТЭС к управлению от ЦКС АРЧМ ЕЭС выполняется напрямую, если ТЭС

находится в ОЭС Средней Волги или ОЭС Центра, либо через соответствующую ЦС АРЧМ ОЭС.

Управление от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоками Заинской ГРЭС осуществляется напрямую. Управление от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоками Сургутской ГРЭС-1, Пермской ГРЭС, Ириклинской ГРЭС и Кармановской ГРЭС осуществляется через ЦС АРЧМ ОЭС Урала, энергоблоками Ставропольской ГРЭС – через ЦС АРЧМ ОЭС Юга. При этом в ЦС АРЧМ соответствующие энергоблоки подключаются к автоматическим ограничителям перетоков (АОП) в контролируемых сечениях ОЭС, имеющим приоритет перед управлением от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

В ЦКС АРЧМ ЕЭС общее задание на изменение мощности энергоблоков ТЭС в каждом цикле управления делится на приращение задания каждому из энергоблоков ТЭС пропорционально их коэффициентам долевого участия (КДУ) в регулировании.

С целью эффективного использования резервов вторичного регулирования КДУ каждого из энергоблоков ТЭС задаются пропорционально величинам их диапазонов регулирования (заданные КДУ).

Эта пропорциональность обеспечивается автоматически независимо от количества подключенных к ЦКС АРЧМ ЕЭС и участвующих в данном цикле регулирования энергоблоков.

РАСЧЕТНЫЕ ГРАФИКИ ИЗМЕНЕНИЯ МОЩНОСТИ ГЭС И ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС ПРИ УПРАВЛЕНИИ ОТ ЦКС АРЧМ ЕЭС ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ НЕБАЛАНСА В 500 МВт

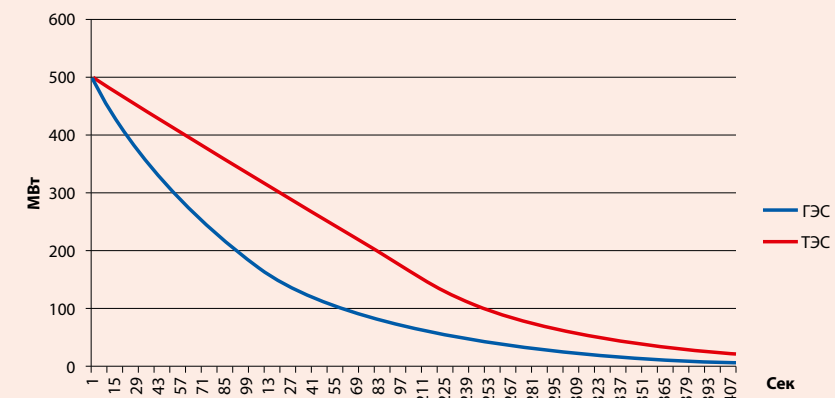


Рис. 2

Постоянство коэффициента передачи центрального регулятора обеспечивается автоматическим поддержанием равной единице суммы фактических КДУ энергоблоков (которые участвуют в регулировании в данном цикле), определяемых по заданным КДУ.

Текущее задание на выдачу вторичной мощности для каждого из энергоблоков формируется интегральным регулятором ЦКС АРЧМ ЕЭС (с циклом 1 с) путем суммирования очередного приращения с ранее выданным заданием, передается по каналу телеуправления непрерывно и должно вводиться в САУМ (САРЧМ) энергоблоков в виде задания вторичной мощности дополнительно к заданию плановой мощности. Положительное вторичное задание означает требование на загрузку, отрицательное – на разгрузку.

Неизменное задание (нулевое или любое иное) предполагает отсутствие текущих требований на изменение ранее заданной вторичной мощности. Изменение задания является требованием соответствующего изменения мощности объектов управления.

В ЦКС АРЧМ ЕЭС и ЦС АРЧМ ОЭС устанавливаются:

- ограничение величины приращения вторичного задания каждому из энергоблоков в цикле регулирования (ΔP огр. цикл) исходя из допустимой максимальной скорости изменения внепланового задания мощности (ΔP огр. мин/60 МВт/цикл;
- ограничение величины максимального вторично-

го задания на загрузку и разгрузку каждому энергоблоку (МВт), исходя из максимальной величины изменения мощности энергоблока ТЭС при участии в АВРЧМ.

Состав участвующих в регулировании в данном цикле энергоблоков определяется поступившими к данному моменту времени телесигналами готовности к регулированию и отсутствием сигналов неготовности к загрузке либо разгрузке – в зависимости от актуального требования центрального регулятора.

При централизованном управлении энергоблоками ТЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС через ЦС АРЧМ ОЭС задание каждому из энергоблоков нормально формируется на основе вторичных заданий ЦКС АРЧМ ЕЭС.

При этом в случае срабатывания АОП в ЦС АРЧМ производятся:

- блокировка приема изменений вторичного задания от ЦКС АРЧМ ЕЭС с выдачей телесигнализации о блокировке действия АРЧ на изменение задания соответствующим энергоблокам ТЭС;
- переключение управления соответствующими энергоблоками на сработавший АОП ЦС АРЧМ.

До прекращения перегрузки в контролируемом АОП сечении и завершения автоматического возврата выданного АОП задания управление энергоблоками осуществляется по командам ЦС АРЧМ. Изменения вторичного задания энергоблоку во время управления от сработавшего АОП определяются степенью перегрузки соответствующего сечения сети ОЭС и установленными для энергоблока коэффициентами долевого участия (КДУ) в данном АОП.

По завершении возврата АОП выданное им изменение задания для энергоблока должно стать нулевым, а передаваемое на энергоблок ТЭС вторичное задание должно вернуться к значению, предшествовавшему срабатыванию АОП и равному заданию, поступающему для энергоблока от заблокированного АРЧ ЦКС АРЧМ ЕЭС.

После завершения возврата АОП ЦС АРЧМ восстанавливается управление энергоблоком путем ретрансляции заданий от ЦКС АРЧМ ЕЭС (снимается блокировка изменений задания от АРЧ).

Управление энергоблоками по командам ЦКС АРЧМ ЕЭС продолжается до следующего срабатывания АОП ЦС АРЧМ ЕЭС.

При этом в ЦС АРЧМ предусмотрена возможность постоянного управления энергоблоками ТЭС по заданиям АОП без приема заданий от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

РАСЧЕТ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ГЭС И ЭНЕРГОБЛОКАМИ ТЭС ОТ ЦКС АРЧМ ЕЭС

Расчет сравнительной эффективности участия ГЭС и энергоблоков ТЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты приведен для случая возникновения небаланса мощности в ЕЭС России величины 500 МВт при условии отсутствия других возмущений в рассматриваемый период.

Величина небаланса мощности 500 МВт будет компенсирована ГЭС примерно за 320 с (при заданном времени регулятора

ГРАФИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ЗА ОДИН ЧАС ЧАСТОТЫ, МОЩНОСТИ ЖИГУЛЕВСКОЙ ГЭС И ВОЛЖСКОЙ ГЭС ПРИ ИХ УЧАСТИИ В АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ

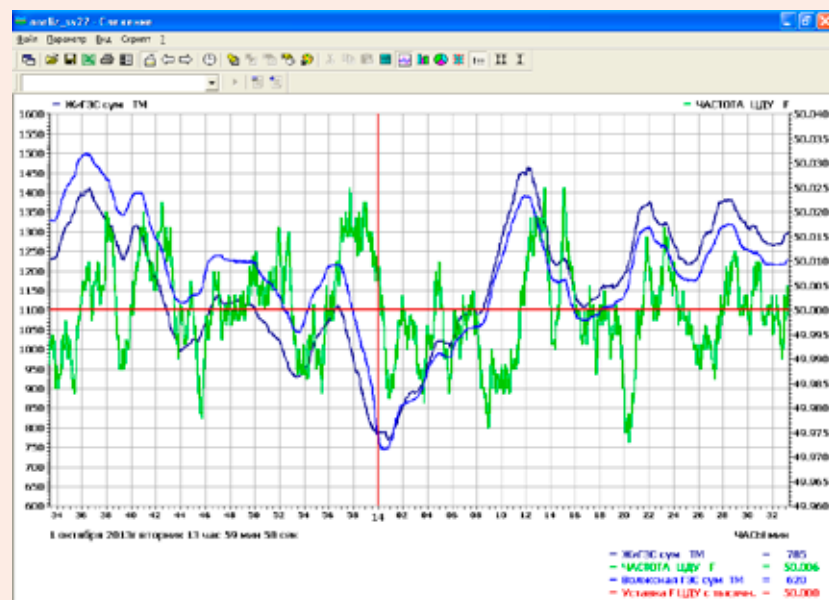


Рис. 3

100 с) с начальной скоростью 5 МВт/с (500/100).

Для подключаемых к управлению ЦКС АРЧМ ЕЭС Жигулевской ГЭС и/или Волжской ГЭС величина резерва 500 МВт обеспечивается наличием минимум 14 гидроагрегатов (ГА) под управлением группового регулятора активной мощности (ГРАМ), работающих в середине регулировочного диапазона (резерв на каждом ГА указанных ГЭС порядка ± 35 МВт, максимальная скорость 14 МВт/с, исходя из максимально допустимой скорости одного ГА, равной 1% номинальной мощности в секунду). При этом обеспечивается требуемая регулятором ЦКС АРЧМ ЕЭС скорость изменения вторичного задания.

Для компенсации небаланса в 500 МВт потребуются энергоблоки ТЭС суммарной установленной (номинальной) мощностью 10 000 МВт, исходя из того, что на них размещается резерв АВРЧМ максимальной величиной 5% от номинальной мощности.

Скорость реализации вторичной мощности на энергоблоках ТЭС равна 1% номинальной мощности в минуту, поэтому максимальная скорость воздействия от регулятора ЦКС АРЧМ ЕЭС будет ограничена величиной 100 МВт/мин, или 1,67 МВт/с.

Небаланс в 500 МВт при указанном ограничении скорости будет

компенсирован энергоблоками ТЭС примерно за 410 с, что на 90 с (1,5 мин) дольше, чем при управлении ГЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

Погрешность компенсации небаланса принята равной 20 МВт, исходя из точности измерения частоты (0,001 Гц), умноженной на коэффициент коррекции по частоте (20 000 МВт/Гц).

Графики процессов компенсации небаланса мощности величиной 500 МВт при управлении ГЭС или энергоблоками ТЭС от ЦКС АРЧМ ЕЭС приведены на рис. 2.

СРАВНЕНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ОТ ЦКС АРЧМ ЕЭС ЭНЕРГОБЛОКАМИ ТЭС В ПЕРИОД ПАВОДКА И ГЭС

Для сравнения результатов управления от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоками ТЭС в период паводка и ГЭС рассматриваются показатели качества регулирования частоты в ЕЭС России.

На рис. 3 показаны графики изменения за один час частоты, мощности Жигулевской ГЭС и Волжской ГЭС, находящихся под управлением ЦКС АРЧМ ЕЭС вне периода паводка.

Как следует из рис. 3, для поддержания текущих отклонений частоты в пределах $50,00 \pm 0,02$ Гц суммарное изменение мощности ГЭС в часовом интервале составляет порядка 1200 МВт.

Отсутствие отклонений частоты за пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц при нерегулярных колебаниях мощности практически исключает необхо-

ГРАФИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ЗА ОДИН ЧАС ЧАСТОТЫ И СУММАРНОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС ПРИ ИХ УЧАСТИИ В АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ В ПЕРИОД ПАВОДКА

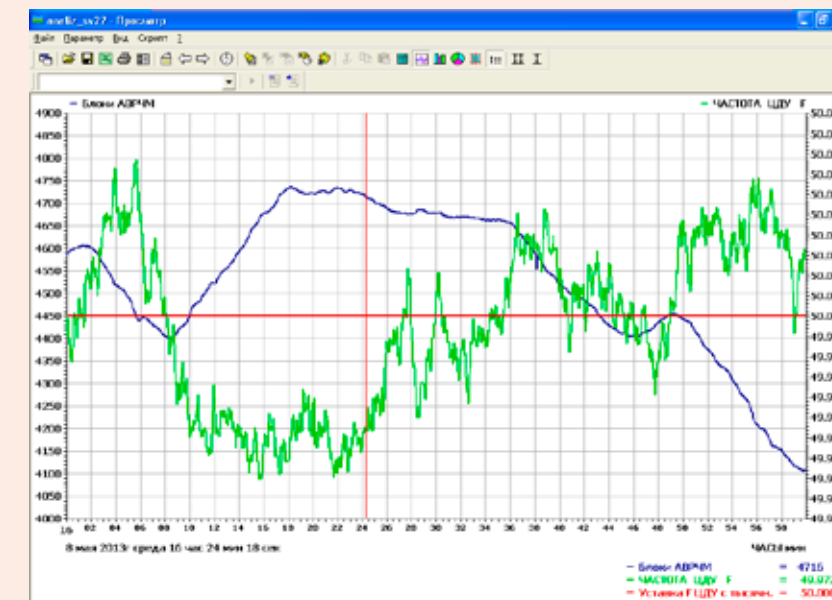


Рис. 4

димость участия генерирующего оборудования электростанций в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ), необходимым для ограничения отклонений частоты при крупных аварийных небалансах активной мощности.

Поддержание при этом среднего за час значения частоты на уровне 50 000 Гц практически исключает отклонения выработки электроэнергии от плановых значений, связанные с необходимостью участия генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты.

Фактическое участие в АВРЧМ энергоблоков ТЭС в 2013 г. осу-

ществлялось в период с 16 апреля по 11 июня. При этом с 17 апреля по 11 июня (период паводка) ГЭС от управления ЦКС АРЧМ ЕЭС были отключены.

Фактический суммарный резерв вторичного регулирования в указанный период времени был ниже возможного по причине работы неполного состава энергоблоков ТЭС, отобранных для оказания услуг по АВРЧМ.

На рис. 4 показаны графики изменения за один час частоты и суммарной мощности энергоблоков ТЭС, участвующих в АВРЧМ в период паводка. Как следует из рис. 4, суммарное изменение мощ-

ГРАФИКИ СРЕДНИХ, МАКСИМАЛЬНЫХ И МИНИМАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ЧАСТОТЫ ЗА СУТКИ В МАРТЕ–ИЮНЕ 2013 Г.

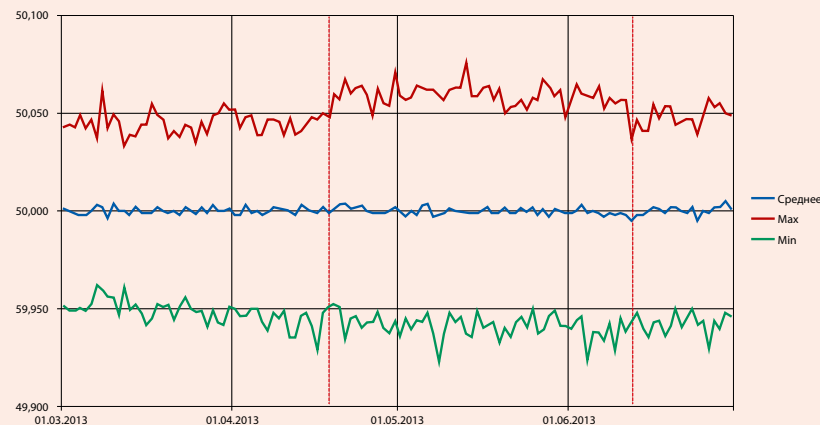


Рис. 5

ГИСТОГРАММЫ ЗНАЧЕНИЙ ЧАСТОТЫ (В МИНУТАХ) ЗА МАРТ И МАЙ 2013 Г.

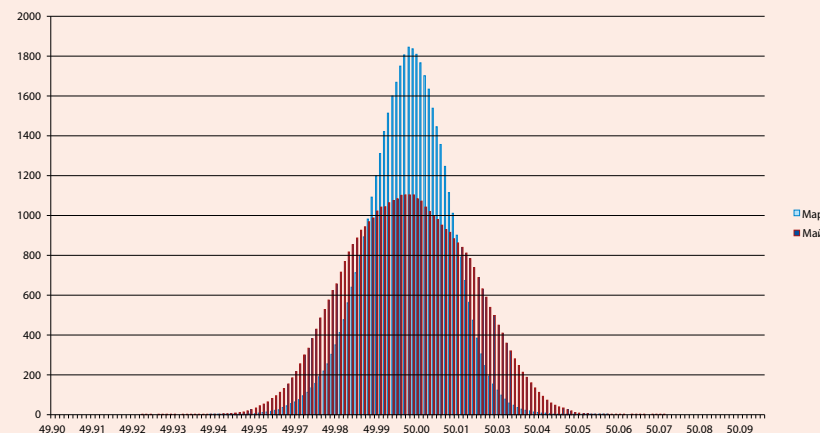


Рис. 6

ности энергоблоков ТЭС в часовом интервале составляет порядка 600 МВт (весь доступный диапазон вторичного регулирования). При этом нерегулярные колебания мощности приводят к отклонениям частоты в пределах $50,00 \pm 0,04$ Гц.

В период участия в АВРЧМ только энергоблоков ТЭС отмечаются:

- исчерпание резервов вторичного регулирования на загрузку или разгрузку в среднем 2 раза в час;
- изменение вторичного задания от ЦКС АРЧМ ЕЭС практически постоянно на уровне максимально допустимой скорости, установленной для энергоблоков ТЭС;
- увеличение абсолютных отклонений частоты от номинальной при сохранении качества поддержания среднего значения частоты.

На рис. 5 представлены графики средних, максимальных и минимальных значений частоты за сутки в марте–июне 2013 г., показывающие тенденцию увеличения отклонений частоты в период паводка с 17 апреля по 11 июня 2013 г. (показан на рисунке вертикальными пунктирными линиями).

На рис. 6 представлены гистограммы значений частоты за март и май 2013 г., т.е. за месяцы, в которых автоматическое вторичное регулирование осуществлялось с привлечением соответственно только ГЭС или только энергоблоков ТЭС.

Гистограммы на рис. 6 показывают увеличение значений и продолжительности отклонений частоты от номинального уровня в период участия в АВРЧМ только энергоблоков ТЭС (май 2013).

УЧРЕДИТЕЛЬ ЖУРНАЛА
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ
КОМПАНИЯ ЕДИНОЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ

ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

МЕДИАКИТ
2015

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ОАО «ФСК ЕЭС»

ИЗДАТЕЛЬ:
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»



УМНЫЙ ЖУРНАЛ ДЛЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Целевая аудитория

ЭНЕРГОХОЛДИНГИ РОССЕТИ ПРОЕКТИРОВЩИКИ
МЭС НИИ МИНЭНЕРГО МРСК
ФСК ЕЭС МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ
РАН ЛИЧНО В РУКИ СТУДЕНТЫ
ВУЗЫ ЦЕЛЕВАЯ РАССЫЛКА СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ АППАРАТ ИНЖЕНЕРЫ
ГЛАВНЫЕ ИНЖЕНЕРЫ ПМЭС СЕТЕВЫЕ КОМПАНИИ
МЕНЕДЖЕРЫ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОБОРУДОВАНИЯ СПЕЦИАЛИСТЫ
РУКОВОДИТЕЛИ ПОСТАВЩИКИ ОБОРУДОВАНИЯ

+7 (495) 727-1909 (доб. 1345)

adv@ntc-power.ru