

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

УЧАСТИЕ ТЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ¹

© 2021 г. Н. В. Зорченко^а, *, А. Г. Чаплин^а, М. Ф. Павлова^а, М. Е. Паршутин^а

^аВсероссийский теплотехнический институт, Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия

*e-mail: zorchenko@mail.ru

Поступила в редакцию 08.10.2020 г.

После доработки 01.11.2020 г.

Принята к публикации 18.11.2020 г.

Представлен опыт ВТИ по разработке и исследованию систем автоматического управления мощностью и режимов работы теплоэнергетического оборудования ТЭС, отражен накопленный опыт и собранный уникальный архив результатов динамических и сертификационных испытаний различного теплоэнергетического оборудования за последние 20 лет. Описаны переходные процессы основных управляющих воздействий, приведены технологические показатели наиболее представительных опытов по проверке соответствия оборудования требованиям нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ) при имитации ступенчатых отклонений частоты для газомазутного паросилового энергоблока с конденсационной турбиной и барабанным котлом и для парогазовой установки. Рассмотрены этапы и результаты исследований, выполненных по данной теме и оказавших существенное влияние на развитие систем управления в России. Например, дано описание проведенного по инициативе СО ЕЭС исследования принципиальной возможности и целесообразности привлечения ТЭС с поперечными связями к НПРЧ, приведены результаты экспериментального выполнения требований НПРЧ на ТЭС с поперечными связями на примере Приуфимской ТЭС. Большим и важным этапом работ ВТИ по привлечению ТЭС к решению энергосистемных задач было проведенное в 2009–2013 гг. при поддержке СО ЕЭС исследование влияния режимов регулирования на работу оборудования. В процессе исследования были разработаны подходы к определению возможного снижения экономичности и надежности ТЭС. Анализировалось введение резервов мощности. Результаты исследований способствовали эффективному развитию существующего в России рынка энергосистемных услуг. В основу всех работ ВТИ в области автоматического управления положены не только результаты экспериментов и расчетов, но и модельные исследования. В качестве примера в статье приведены результаты исследований эффективности оснащения ТЭС системами автоматического управления мощностью. Сформулированы задачи проводимых в настоящее время исследований – обеспечение надежного и корректного взаимодействия систем автоматического управления мощностью и противоаварийной автоматики.

Ключевые слова: система автоматического управления мощностью, первичное регулирование, мощность, статизм, частота электрического тока, переходный процесс

DOI: 10.1134/S0040363621060126

В середине XX в. рабочее давление энергетических котлов достигает сверхкритического уровня, а суммарная мощность тепловых электростанций становится соизмеримой с мощностью гидроэлектростанций, на которые возлагалась задача регулирования частоты электрического тока в сети. Возникла необходимость привлечения тепловых электростанций к решению энергосистемных задач. В 1958 г. во Всесоюзном (позднее Всероссийском) теплотехническом институте (ВТИ) впервые была поставлена задача автоматического управления мощностью теплоэнергетического

оборудования, а в 1958–1960 гг. на энергоблоке Шекинской ГРЭС сотрудники ВТИ впервые в СССР реализовали и провели испытания различных вариантов системы управления мощностью. С тех пор разработка и исследования систем автоматического управления мощностью оборудования ТЭС становятся важным направлением трудов ВТИ. Только за последние 20 лет были разработаны и внедрены:

система автоматического управления мощностью и регулирования температуры сетевой воды на паросиловых теплофикационных энергоблоках с турбинами ПТ-80/100-12.8/1.3 ТЭЦ-27 Мосэнерго (2001–2003 гг.);

¹ В статье использованы обозначения параметров, принятые авторами.

система управления нагрузкой (поддержания давления в общем коллекторе) на ТЭС с поперечными связями (Владимирская ТЭЦ, 2002–2008 гг.);

системы автоматического управления мощностью на газомазутных конденсационных энергоблоках 300 и 800 МВт Конаковской, Каширской и Рязанской ГРЭС (2005–2009 гг.) [1, 2].

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ СЕРТИФИКАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

В 2005 г. был введен в действие стандарт [3], в котором сформулированы системные технические требования к энергоблокам ТЭС, участвующим в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ). Первичное регулирование ограничивает отклонения частоты, вторичное – восстанавливает ее нормальный уровень [4]. Задача НПРЧ – обеспечение гарантированного первичного регулирования при нарушении баланса мощности в энергосистеме. При работе с НПРЧ оборудование должно реагировать на отклонения частоты сети, превышающие заданную зону нечувствительности первичного регулирования 20 мГц, пропорциональным изменением активной мощности оборудования, удовлетворяя регламентированным требованиям к динамике ее изменения.

В 2006 г. ВТИ получил допуск на проведение сертификации на соответствие требованиям НПРЧ и АВРЧМ энергоблоков ТЭС, а в дальнейшем – сертификации парогазовых (июль 2013 г.) и газотурбинных установок (декабрь 2016 г.).

С 2006 г. сотрудники ВТИ провели сертификационные испытания более 50 паросиловых энергоблоков, в том числе впервые в России [5–7]:

двух теплофикационных энергоблоков с турбинами Т-180/210-12.8-1 (Челябинская ТЭЦ-3, 2011 и 2012 гг.);

трех пылеугольных конденсационных энергоблоков мощностью 800 МВт (Березовская ГРЭС, 2015 и 2017 гг.).

В качестве примера на рис. 1 представлены результаты сертификационных испытаний (зависимость параметров от времени t), проведенных в феврале 2020 г. на энергоблоке № 5 номинальной мощностью 215 МВт Сургутской ГРЭС-1. В состав энергоблока входят котел ТГ-104, паровая конденсационная турбина К-210-12.8-3, генератор ТГВ-200-2 и вспомогательное оборудование. Энергоблок работает в режиме поддержания постоянного (номинального) давления пара перед турбиной. Основным топливом является природный газ. На рис. 1 показаны графики фактической N и заданной $N_{зд}$ мощности с учетом допустимого коридора, составляющего $\pm 1\%$ номинальной мощности $N_{ном}$, давления свежего пара p

и положения регулирующих клапанов турбины H_t , расходов топлива F_t и питательной воды $W_{п.в}$ при имитации отклонений частоты на ± 250 мГц, вызывающих изменение мощности на $\pm 10\% N_{ном}$, внизу регулировочного диапазона. Хорошо видно, что переходные процессы по мощности носили аperiодический характер, ее изменение полностью соответствует требованиям к НПРЧ [8]:

изменение мощности за 15 с не менее $7.8\% N_{ном}$ (требуется не менее $5\% N_{ном}$), за 5 мин – от 9.7 до $10\% N_{ном}$ (требуется $10 \pm 1\% N_{ном}$);

время, за которое мощность изменялась на $10\% N_{ном}$, не превышало 40 с (требуется не более 300 с);

отклонение мощности от требуемого значения не более $0.46\% N_{ном}$ (требуется не более $1\% N_{ном}$).

Основные технологические параметры энергоблока во время испытаний поддерживались в допустимых пределах. Например, отклонение давления свежего пара составляло ± 0.6 МПа, температуры $\pm 6^\circ\text{C}$.

С 2012 г. проведены сертификационные испытания более 25 одновальных и многовальных конденсационных и теплофикационных парогазовых установок (ПГУ) с газовыми турбинами производства Siemens, Alstom, General Electric, ЛМЗ. На рис. 2 представлены результаты опыта вверху регулировочного диапазона по имитации отклонений частоты на ± 250 мГц, приводящих к изменению мощности на $\pm 10\% N_{ном}$, на ПГУ мощностью 236 МВт Владимирской ТЭЦ-2. В ее состав входят:

газовая турбина ГТЭ-160 с электрическим генератором ТЗФГ-160/180-2УЗ;

барабанный котел-утилизатор ЭМА-031КУ (Е-236/41-9.3/1.5-512/298);

паровая турбина Т-63/76-8.8 с электрическим генератором ТФ-80-2УХЛЗ;

вспомогательное оборудование.

Показаны фактическая и заданная мощности ПГУ с учетом допустимого коридора, мощности газовой $N_{г.т}$ и паровой $N_{п.т}$ турбин, положения входного направляющего аппарата (ВНА) воздушного компрессора и расход топлива к газовой турбине F_g . Из графиков видно, что параметры, характеризующие качество отработки задания по мощности, полностью соответствовали нормативным требованиям [9]:

изменение мощности за 15 с не менее $7.7\% N_{ном}$ (требуется не менее $2.5\% N_{ном}$), за 30 с – не менее $10\% N_{ном}$ (требуется не менее $5\% N_{ном}$), за 2 мин – от 9.8 до $10.2\% N_{ном}$ (требуется $10 \pm 1\% N_{ном}$);

время, за которое мощность изменялась на $10\% N_{ном}$, не более 15 с (требуется не более 120 с);

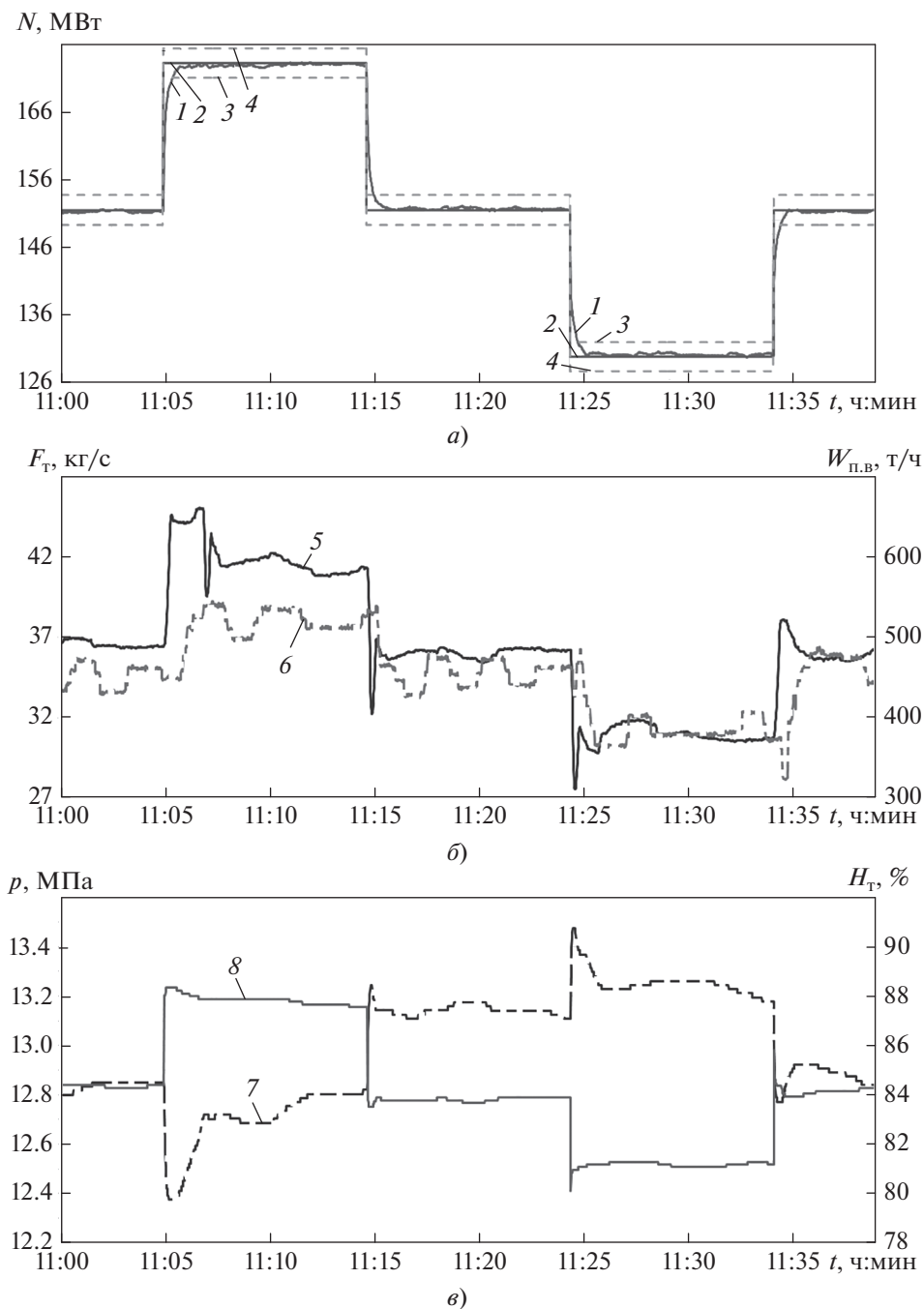


Рис. 1. Изменения фактической и заданной мощностей энергоблока с допустимым коридором изменения заданной мощности (а), расходов топлива и питательной воды (б), давления свежего пара и положения регулирующих клапанов турбины (в) при имитации отклонений частоты на ± 250 мГц внизу регулировочного диапазона.

1 – N ; 2 – $N_{зд}$; 3 – $(N_{зд} - 1\% N_{ном})$; 4 – $(N_{зд} + 1\% N_{ном})$; 5 – F_T ; 6 – $W_{п.в.}$; 7 – p ; 8 – H_T

отклонение мощности от требуемого значения не более $0.8\% N_{ном}$ (требуется не более $1\% N_{ном}$).

Все основные технологические параметры ПГУ поддерживались в допустимых пределах, параметры паровой турбины (давление пара, положение регулирующих клапанов и др.) не изменялись.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ТЭС С ПОПЕРЕЧНЫМИ СВЯЗЯМИ К РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ

В 2012–2014 гг. по инициативе СО ЕЭС было проведено исследование принципиальной воз-

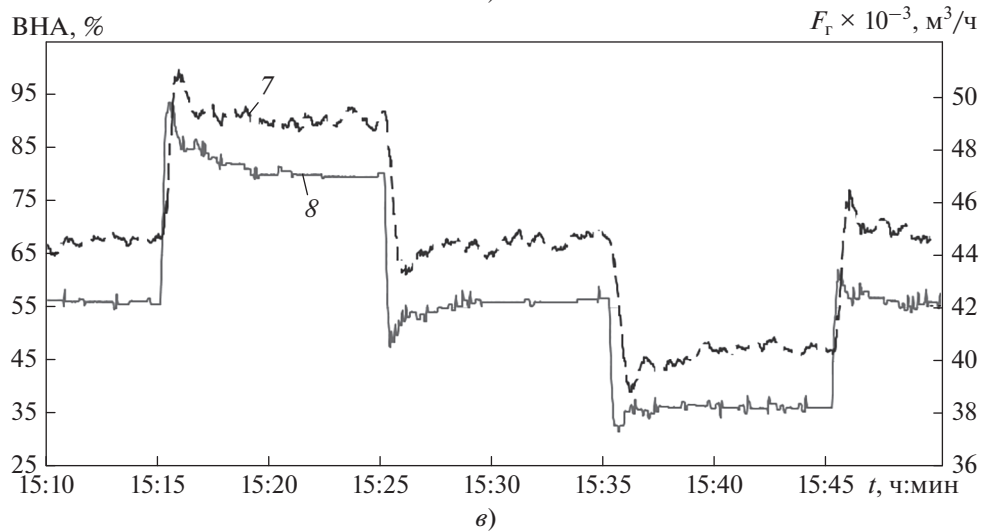
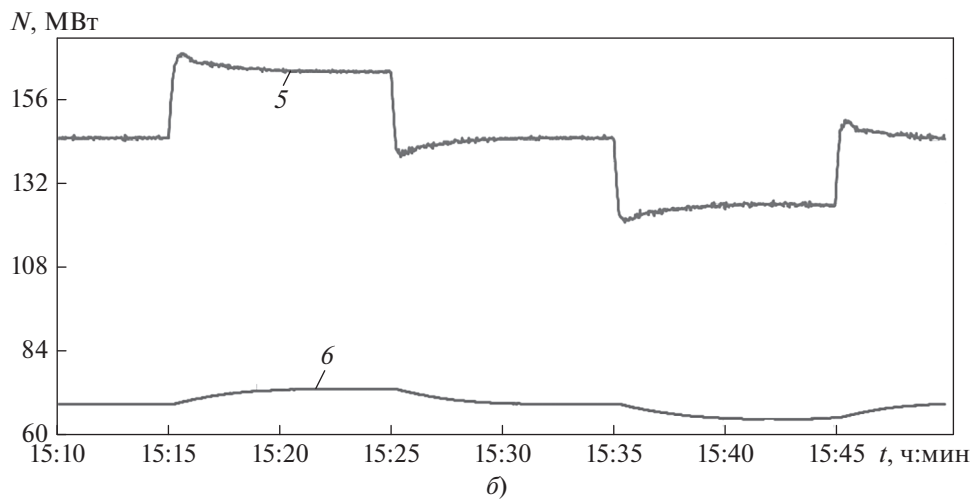
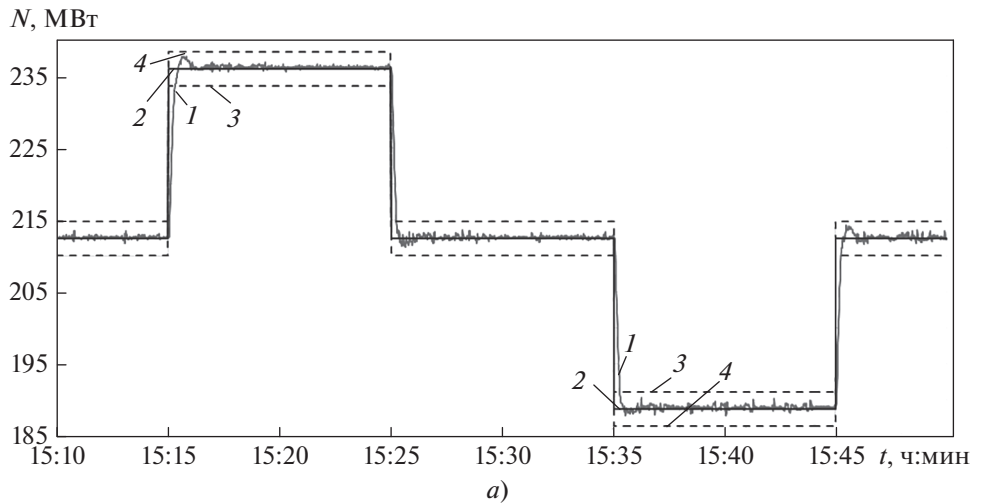


Рис. 2. Изменения фактической и заданной мощностей ПГУ с допустимым коридором изменения заданной мощности (а), мощности газовой и паровой турбин (б), положения входного направляющего аппарата воздушного компрессора и расхода топлива к газовой турбине (в) при имитации отклонений частоты на ± 250 МГц вверх регулировочного диапазона.

5 – $N_{Г,Т}$; 6 – $N_{П,Т}$; 7 – ВНА; 8 – F_T ; остальные обозначения см. рис. 1

возможности и целесообразности привлечения ТЭС с поперечными связями к НПРЧ и АВРЧМ [10]. Исследование включало в себя анализ технологических особенностей, оценку маневренных характеристик ТЭС, разработку проекта требований к маневренности, методики проведения испытаний для определения соответствия требованиям НПРЧ и АВРЧМ и требований к структуре и схеме управления ТЭС.

Особенностью ТЭС с поперечными связями как объекта регулирования мощности является то, что нагрузка определяется не только электрической мощностью, но и параметрами пара в общем коллекторе. Для 90% таких ТЭС характерно наличие одновременно электрической и тепловой нагрузок и промышленных отборов пара. Часто в тепловой схеме имеется не один, а два или три общих коллектора, объединяющих различные группы оборудования.

С целью экспериментально оценить возможности выполнения требований НПРЧ и АВРЧМ на ТЭС с поперечными связями в 2013–2014 гг. были проведены испытания на Тобольской ТЭЦ и Киришской ГРЭС (первая очередь), в состав которых входят турбины с теплофикационными и производственными отборами пара (ПТ-50/60-12.8/0.7, ПТ-65/75-12.8/1.3, ПТ-80/100-12.8/1.3, ПТ-135/165-12.8/1.45 и Т-175/210-12.8 и др.). Результаты работы были положены в основу нормативных требований [11].

В 2016–2018 гг. при участии ВТИ были проведены сертификационные испытания на Приуфимской ТЭЦ с паровыми турбинами ПТ-60-12.8/1.3, генераторами ТВФ-63-2 и котлами БКЗ 420-140НГМ, работающими на общий паровой коллектор давлением 14 МПа и температурой 560°C. На рис. 3 показаны суммарные фактическая и заданная мощности ТЭЦ, давление пара в общем коллекторе $p_{\text{общ}}$ и положение регулирующих клапанов высокого давления H_T турбин № 1, 2 при имитации отклонений частоты сети на ± 125 МГц, вызывающих изменения мощности на $\pm 5\% N_{\text{ном}}$, вверху регулировочного диапазона. Переходные процессы по мощности ТЭЦ полностью соответствовали требованиям к НПРЧ [11]:

изменение мощности ТЭЦ за 15 с не менее $6.5\% N_{\text{ном}}$ (требуется не менее $5\% N_{\text{ном}}$), за 420 с – не менее $9.8–10.2\% N_{\text{ном}}$ (требуется не менее $10 \pm \pm 1\% N_{\text{ном}}$);

отклонение мощности от требуемого значения не более $0.5\% N_{\text{ном}}$ (требуется не более $1\% N_{\text{ном}}$).

Все основные технологические параметры оборудования Приуфимской ТЭЦ во время испытаний поддерживались в допустимых пределах.

МОДЕЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Нужно отметить, что в основу всех работ ВТИ в области автоматического управления положены не только результаты экспериментов и расчетов, но и модельные исследования [1, 12]. В качестве примера приведены результаты исследований эффективности оснащения ТЭС системами автоматического управления мощностью.

Упрощенная структурная схема модели представлена на рис. 4, а. Передаточная функция канала “мощность – частота сети” $\Delta N \rightarrow \Delta f_N$ (здесь ΔN – изменение мощности, Δf_N – изменение частоты сети) в такой идеализированной энергосистеме была принята в виде одноярусного звена с коэффициентом усиления 0.5 Гц/% и постоянной времени 10 с. При моделировании учитывалось, что отклонение частоты может происходить вследствие не только изменения генерируемой мощности, но и “внешних” возмущений, например при колебании нагрузки потребителей. Результирующее отклонение частоты $\Delta f = \Delta f_{\text{вн}} + \Delta f_N$ (здесь $\Delta f_{\text{вн}}$ – “внешняя” составляющая отклонения частоты) вызывает изменение заданной мощности относительно исходного задания на $\Delta N_{\text{зд}} = K \Delta f$ (зона нечувствительности по частоте равна нулю), где при неравномерности первичного регулирования 5% коэффициент пропорциональности $K = 40\%/Гц$. Передаточная функция канала “ $\Delta N_{\text{зд}} \rightarrow \Delta N$ ” $W_{N, N_{\text{зд}}}$ определяется динамическими характеристиками энергоблока (ТЭС), а также структурой и параметрами настройки системы автоматического управления мощностью.

На рис. 4, б приведены полученные при моделировании графики изменения Δf . В качестве сигнала $\Delta f_{\text{вн}}$ использована регистрограмма частоты в энергосистеме России при потере генерации. Как видно, внедрение систем автоматического управления мощностью позволяет уменьшить максимальное отклонение частоты примерно в 5 раз. Кроме того, более стабильно поддерживается частота на уровне номинального значения (50 Гц).

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ НА ОБОРУДОВАНИЕ

Большим и важным этапом работ ВТИ по привлечению ТЭС к решению энергосистемных задач было проведенное в 2009–2013 гг. при поддержке СО ЕЭС исследование влияния режимов НПРЧ и АВРЧМ на работу оборудования [13–16]. Были рассмотрены:

темпы накопления повреждений в роторах турбин из-за дополнительных крутильных колебаний (касательных напряжений), а также напряжений, связанных с колебаниями температуры и давления пара;

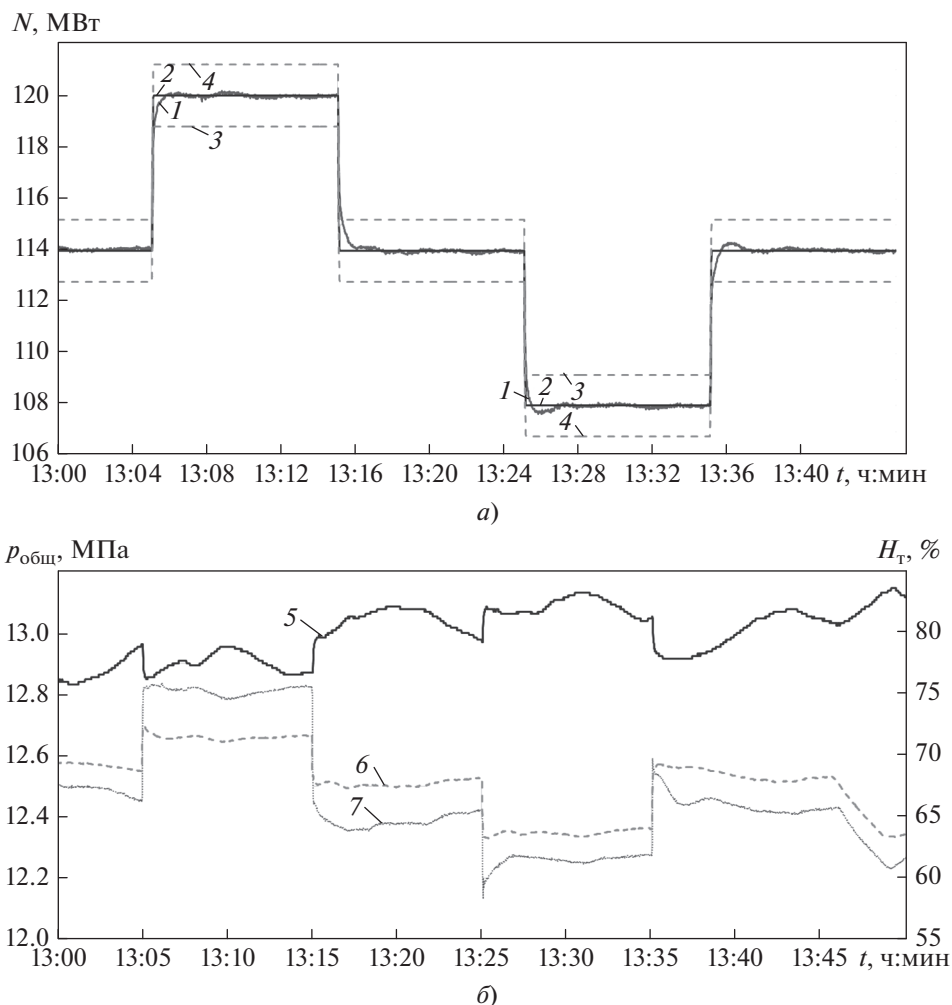


Рис. 3. Изменения суммарной фактической и заданной мощностей ТЭС с допустимым коридором изменения заданной мощности (а), давления пара в общем коллекторе и положения регулирующих клапанов высокого давления турбин ст. № 1, 2 при имитации ступенчатых отклонений частоты сети на ± 125 мГц сверху регулировочного диапазона (работа с двумя турбинами).

5 – $p_{\text{общ}}$; 6 – H_T ст. № 1; 7 – H_T ст. № 2; остальные обозначения см. рис. 1

повреждаемость толстостенных элементов (паропроводов, коллекторов и т.д.) и поверхностей нагрева котлов (радиационных, ширмовых и конвективных пароперегревателей и т.д.);

износ регулирующих органов котла и турбины, электротехнического и вспомогательного оборудования;

изменение влажности на последних ступенях лопаточного аппарата части низкого давления турбины и вакуума в конденсаторе;

вибрационное состояние турбины и вспомогательного оборудования;

изменение показателей водно-химического режима;

изменение выбросов загрязняющих веществ (выполнены расчеты рассеяния при работе оборудования на газе и мазуте) и др.

В процессе исследования были разработаны подходы к определению возможного снижения экономичности ТЭС при переходе в режимы НПРЧ и АВРЧМ вследствие изменения коэффициента полезного действия и расходов электроэнергии на собственные нужды. Анализировалось введение резервов мощности. Расчеты и анализ результатов испытаний позволили выявить основные факторы, влияющие на надежность и экономичность работы ТЭС в режимах НПРЧ и АВРЧМ, полученные выводы во многом способствовали эффективному развитию существующего в России рынка энергосистемных услуг.

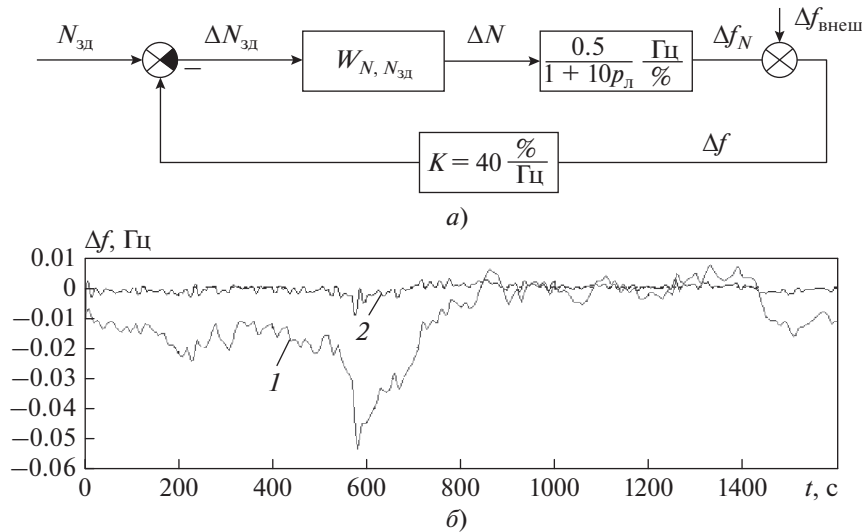


Рис. 4. Структурная схема “идеализированной” энергосистемы (а) и изменение в ней частоты Δf при графике изменения $\Delta f_{\text{вн}}$, зафиксированном в ЕЭС России при потере генерации в ОЭС Северо-Запада (б).
 $1 - \Delta f_{\text{вн}}$; $2 - \Delta f$; p_L – оператор Лапласа

ЗАДАЧИ НОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Технические требования к работе ТЭС в энергосистеме России можно разделить на две взаимосвязанные группы, определяющие:

участие в регулировании частоты и мощности в энергосистеме (общее первичное регулирование частоты является обязательным; его основная цель – сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования оборудования при аварийных отклонениях частоты);

работу противоаварийной автоматики: кратковременные (импульсные) и длительные разгрузки турбин и др.

В настоящее время вопрос надежной и эффективной эксплуатации ТЭС в первичном регулировании частоты и мощности в России во многом можно считать уже решенным: существуют типовые схемы и рекомендации по построению и настройке систем управления мощностью, накоплен большой опыт проведения испытаний и эксплуатации оборудования различных типов. В то же время вопрос надежного и корректного взаимодействия систем автоматического управления мощностью и противоаварийной автоматики требует исследований. Имеющиеся типовые решения и нормативные требования касаются в основном систем, реализованных на устаревших технических средствах с гидравлическими системами регулирования турбин. Быстродействие современных микропроцессорных систем управления мощностью не учитывается. В связи с этим одной из задач проводимых в настоящее время в

ВТИ работ является обеспечение надежного и корректного взаимодействия систем автоматического управления мощностью и противоаварийной автоматики. В рамках этого направления в 2019 г. при участии ВТИ была разработана и опробована методика испытаний по определению условий устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с поперечными связями при выделении на изолированную нагрузку.

ВЫВОДЫ

1. Уже более 60 лет одним из направлений работ ВТИ является привлечение ТЭС к решению энергосистемных задач, в частности к участию в первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. Для этого проводятся разработки и исследования систем автоматического управления мощностью различного оборудования ТЭС, создана уникальная база данных натуральных экспериментов и результатов модельных исследований.

2. С 2006 г. специалистами ВТИ проведены сертификационные испытания более 50 паросиловых энергоблоков, в том числе впервые в России теплофикационных и пылеугольных энергоблоков. С 2012 г. выполнены сертификационные испытания и получены динамические характеристики более чем 25 одновальных и многовальных конденсационных и теплофикационных ПГУ с газовыми турбинами различных производителей.

3. Важной задачей осуществляемых в настоящее время в ВТИ исследований является обеспечение надежного и корректного взаимодействия систем автоматического управления мощностью и противоаварийной автоматики.

БЛАГОДАРНОСТИ

Успешное проведение работ и исследований, результаты которых представлены в статье, было бы невозможно без огромного научного задела, созданного в ВТИ ранее. Основную роль в разработке и исследовании систем автоматического управления мощностью оборудования ТЭС не только в ВТИ, но и в энергетике Советского Союза, а затем России сыграл заведующий лабораторией ВТИ докт. техн. наук, профессор Н.И. Давыдов. Все представленные в статье работы были начаты под его руководством, основы многих успешно проводимых в настоящее время исследований и разработанных нормативных документов заложены Н.И. Давыдовым.

Важную роль в развитии автоматизации энергетики сыграли Е.Н. Сергиевская, Н.Д. Александрова, Э.К. Ринкус, С.Г. Дудников, Л.М. Живилова и многие другие научные сотрудники и инженеры, которые работали в отделении автоматизации ВТИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Давыдов Н.И., Зорченко Н.В., Бояршинов Д.Г. Результаты испытаний и модельных исследований системы автоматического управления мощностью газомазутного энергоблока 300 МВт // Теплоэнергетика. 2005. № 10. С. 36–41.
2. Система автоматического управления мощностью энергоблока 300 МВт Конаковской ГРЭС / Н.И. Давыдов, А.А. Григоренко, Н.В. Зорченко, М.Ф. Павлова, В.В. Башарин, А.А. Назаров, В.И. Байбара, В.Г. Бабыкин, В.В. Ануфриев, П.И. Коротенков // Теплоэнергетика. 2006. № 7. С. 43–49.
3. СТО 59012820.27.100.002-2005. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты. М.: СО ЕЭС, 2005.
4. ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014.
5. Сертификационные испытания энергоблока 215 МВт Псковской ГРЭС на соответствие нормам участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты / Н.И. Прытков, В.В. Федоров, К.В. Комаров, Н.И. Давыдов, Н.В. Зорченко // Теплоэнергетика. 2007. № 10. С. 2–7.
6. Результаты сертификационных испытаний энергоблока 300 МВт Конаковской ГРЭС по проверке готовности к участию в нормированном регулировании частоты / А.В. Мельников, А.Н. Сиротинин, П.И. Коротенков, Н.И. Давыдов, Н.В. Зорченко, В.В. Башарин // Электрические станции. 2008. № 8. С. 10–16.
7. Давыдов Н.И., Зорченко Н.В. Анализ результатов сертификационных испытаний энергоблоков 200, 300 и 800 МВт по проверке готовности к участию в нормированном регулировании частоты // Электрические станции. 2008. № 11. С. 4–9.
8. СТО 59012820.27.100.002-2013. Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности. М.: СО ЕЭС, 2013.
9. СТО 59012820.27.100.004-2016. Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом регулировании частоты и перетоков активной мощности. М.: СО ЕЭС, 2016.
10. Зорченко Н.В., Крылов В.Ю. Оценка возможности участия ТЭС с поперечными связями в нормированном первичном регулировании частоты // Электрические станции. 2015. № 5. С. 11–15.
11. СТО 59012820.27.100.001-2016. Нормы участия генерирующего оборудования тепловых электростанций с поперечными связями в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. М.: СО ЕЭС, 2016.
12. Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России / Н.И. Давыдов, Н.В. Зорченко, А.В. Давыдов, Ю.А. Радин // Теплоэнергетика. 2009. № 10. С. 11–16.
13. Зорченко Н.В., Полуэктова Е.А., Чаплин А.Г. Влияние работы энергоблока в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты на температурный режим пароводяного тракта котла // Новое в российской энергетике. 2010. № 12. С. 5–10.
14. Оценка влияния режимов регулирования частоты на надежность и экономичность тепловых энергоблоков / Н.В. Зорченко, В.Ф. Резинских, С.Ю. Суслов, А.В. Жуков, А.Н. Сафронов, И.В. Барсуков, А.Н. Соболев, В.А. Тихобразов // Электрические станции. 2011. № 2. С. 12–16.
15. Лебедева А.И., Зорченко Н.В., Прудников А.А. О влиянии на состояние металла турбины К-300-23.5 многоциклового усталости при участии энергоблока в регулировании частоты и мощности энергосистемы // Электрические станции. 2011. № 4. С. 7–10.
16. Оценка дополнительных эксплуатационных затрат, вызванных участием газомазутных энергоблоков в регулировании частоты и мощности / Н.В. Зорченко, Е.А. Полуэктова, А.Г. Чаплин, М.Е. Паршутин // Электрические станции. 2011. № 6. С. 34–38.

The Participation of Thermal Power Plants in Controlling Frequency and Power

N. V. Zorchenko^{a,*}, A. G. Chaplin^a, M. F. Pavlova^a, and M. E. Parshutin^a

^aAll-Russia Thermal Engineering Research Institute, Moscow, 115280 Russia

*e-mail: zorchenko@mail.ru

Abstract—The article describes the experience in the development and research of automatic power-control systems and operating modes for various equipment of the thermal power plants gained at the All-Russia Thermal Engineering Research Institute over the past 20 years. Further, it presents a unique file of the results of dynamic and certification tests of thermal power plants' equipment of various types. The transient processes of the main control actions are described, and technological characteristics of the most representative experiments aimed at checking the conformance of the equipment with the requirements of the rated primary frequency control (RPFC) when simulating step deviations of the frequency for gas-and-oil-burning power-generating plants with a condensing turbine and a drum boiler and for a combined-cycle plant are provided. Stages and results of the research on this subject that had a significant influence on the development of the control systems in Russia are reviewed. For example, the research project on exploring the possibility and feasibility of engaging the cross-connection thermal power plants in the RPFC initiated by the System Operator of the Unified Energy System (SO UES) is described and the results of experimental implementation of the RPFC requirements at a cross-connection thermal power plant exemplified by the Priufimskaya TPP are presented. A long and important phase of the work conducted at the institute to engage the thermal power plants in solving tasks in energy systems was a study into the influence of the control modes on the operation of the equipment supported by the SO UES and conducted in 2009–2013. In the course of the research, approaches to the determination of the probable reduction in the cost-efficiency and reliability of the thermal power plants were developed. The introduction of the power reserves was analyzed. The results of the study facilitated the effective development of the energy service market in Russia. All researches on the automatic control conducted at the institute are based not only on experimental results and calculations but also on model-based investigations. As an example, the article provides results of studying the efficiency of equipping thermal power plants with automatic power-control systems. The tasks of the current research aimed at ensuring reliable and correct interaction between the automatic power-control systems and the emergency control automatics are formulated.

Keywords: automatic power-control system, primary control, power, droop, electrical frequency, transient