

Российское акционерное общество энергетики и электрификации
«ЕЭС России»

ПРИКАЗ

18.09.2002

№ 524

О повышении качества первичного
и вторичного регулирования частоты
электрического тока в ЕЭС России

Реструктуризация электроэнергетики России, связанная с разделением вертикально интегрированной отрасли на монопольный и конкурентный секторы, предполагает создание независимых компаний, осуществляющих на рынке электрической энергии и мощности в ЕЭС России деятельность по одному или нескольким направлениям, создание фундамента и построение взаимоотношений между субъектами рынка электрической энергии и мощности на основе заинтересованного участия в том или ином виде деятельности. При этом в процессе реструктуризации должны быть сохранены качество и надёжность электроснабжения потребителей, что требует четкого выполнения специфических для каждого из участников обязанностей, обеспечивающих поддержание частоты, как одного из основных показателей качества электрической энергии.

Регулирование частоты и мощности является приоритетной обязанностью электростанций. Выполнение системных требований по регулированию является одним из основных условий их подключения к ЕЭС России.

На сегодняшний день практически ни одна из тепловых и атомных электростанций ЕЭС России не осуществляет полноценное первичное и вторичное регулирование частоты, в первую очередь из-за неиспользования систем регулирования производительности котлов (реакторов АЭС). Отдельные электростанции с блоками 500-800 МВт (например, блок № 10 Рефтинской ГРЭС, блоки Сургутской ГРЭС-2 и Нижневартовской ГРЭС) оснащены системами автоматического регулирования частоты и мощности, однако существующие системы не используются в проектном режиме и, кроме того, не в полной мере отвечают современным системным требованиям по регулированию частоты.

Особенностью объединённых энергосистем является наличие транзитных линий электропередачи, по которым происходит обмен мощностями между энергосистемами. Как правило, эти линии имеют ограниченную (по сравнению с установленной мощностью энергосистем) пропускную способность. Поскольку даже небольшие изменения частоты в объединениях могут вызвать существенные отклонения обменных мощностей, то помимо регулирования частоты, необходимо регулировать и перетоки мощности.

Постоянное участие в первичном и вторичном регулировании сопряжено с дополнительными расходами на обеспечение диапазонов автоматического регулирования технологической автоматики котлов, реакторов и гидроагрегатов. В этих условиях всё бремя затрат, связанных с повышенным износом оборудования, несут отдельные регулирующие частоту электростанции.

Западноевропейские энергосистемы (UCTE и др.) первичным и вторичным регулированием, обеспечивают высокое качество регулирования частоты. Согласно нормам UCTE регулирование частоты нормируется величиной и временем мобилизации резервов, коэффициентом статизма и зоной нечувствительности систем автоматического регулирования агрегатов ТЭС, АЭС и ГЭС:

– первичное регулирование (время мобилизации до 30 с) - реализуется автоматически под действием системы автоматического регулирования (САР) турбоагрегатов, систем регулирования производительности котлов, реакторов при отклонении частоты от заданного уровня. Рекомендуемые коэффициенты статизма для турбин ТЭС и АЭС – 4-6%, гидроагрегатов 2-6%. Рекомендуемая зона нечувствительности $\pm 0,01$ Гц.

– вторичное регулирование (время мобилизации до 15 мин) – реализуется вручную или автоматически. К нему относятся изменения мощности включенных агрегатов, выполняемые оперативно персоналом либо воздействием АРЧМ.

Указанные требования значительно отличаются от требований, приведенных в Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и, как правило, не могут быть выполнены на действующих электростанциях в короткие сроки. Приведение выделенной части электростанций к современным требованиям по первичному и вторичному регулированию требует значительных затрат на их модернизацию и может быть реализовано только за счет сочетания технических требований к регулированию частоты в условиях конкурентного рынка электроэнергии, методологии ценообразования на рынке регулирования частоты и организации рынка регулирующей мощности.

Существующая на ФОРЭМ система взаимоотношений не обеспечивает стимулирования участия электростанций в первичном и автоматическом вторичном регулировании.

Утвержденные ФЭК России 6 мая 1997 года и применяемые в настоящее время «Временные методические указания по формированию и применению двухставочных тарифов на Федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии и мощности (ФОРЭМ)» предусматривают для электростанций-поставщиков мощности и энергии на оптовый рынок возмещение условно постоянных затрат, рассчитанных с учётом их установленной мощности. Однако в них отсутствует выделенная тарифная ставка для возмещения затрат электростанций, связанных с выполнением функций по первичному, вторичному и третичному регулированию. В этих условиях решения о финансировании работ по организации общего первичного и авто-

матического вторичного регулирования принимались руководством каждой электростанции исходя из существовавших, по их мнению, приоритетов.

2 апреля 2002 г. постановлением Правительства Российской Федерации «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» были утверждены «Основы ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» и «Правила государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Указанные документы позволяют на качественно новом уровне решить комплекс вопросов связанных с организацией первичного, вторичного и третичного регулирования.

Для решения этой задачи необходимо организовать реализацию следующих проектов:

- создание нормативной, методической и договорной базы регулирования частоты в рыночных условиях;
- приведение общего первичного регулирования частоты на всех электростанциях в соответствие с действующими нормативными требованиями;
- модернизация оборудования и систем регулирования на выделенных электростанциях для привлечения их к нормированному первичному и автоматическому вторичному регулированию в соответствии с современными требованиями;
- координация работ по первичному, вторичному и третичному регулированию.

Применение современных требований к нормированному первичному и автоматическому вторичному регулированию, а также нормирование третичного регулирования позволит упорядочить поддержание резервов.

Участие электростанций в общем первичном регулировании частоты должно рассматриваться как одно из важнейших условий подключения к электрическим сетям и подписания договора о подключении. При этом необходимо обеспечить целевое использование средств на приведение общего первичного регулирования частоты в соответствие с действующими требованиями.

Участие электростанций в нормированном первичном, автоматическом вторичном и третичном регулировании необходимо рассматривать как системные услуги, для чего должна быть разработана и в соответствии с существующими процедурами утверждена необходимая нормативная и методическая база. Компенсация затрат должна производиться посредством организации оплаты услуг через механизмы организации торгов на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Общее руководство и координация процессом регулирования частоты и мощности должна осуществляться Системным оператором как организацией, ответственной за конечный результат регулирования.

В целях повышения качества регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России, подготовки ЕЭС к работе в условиях конкурентного рынка электрической энергии и создания предпосылок для расширения со-

трудничества с энергообъединениями Западной Европы за счёт организации синхронной работы

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие разработанные в соответствии с поручениями приказов РАО «ЕЭС России» от 03.07.2000 № 368, от 15.10.2001 № 553, от 06.03.2002 № 120 и от 12.07.2002 № 401:

1.1. «Временные методические рекомендации по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты в ЕЭС России» согласно [приложению 1](#);

1.2. «Временные методические рекомендации по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты» согласно приложению 2;

1.3. «Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России» согласно приложению 3;

1.4. «Положение об оперативном ведении системами регулирования мощности и режимами эксплуатации технологической автоматики и оборудования энергоблоков в соответствии с их распределением по способу диспетчерского управления» согласно приложению 4;

1.5. «Системные технические требования к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании» согласно приложению 5;

1.6. Перечень энергоблоков электростанций 200-800 МВт, первоначально выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании в соответствии с «Системными техническими требованиями к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании» согласно приложению 6;

1.7. Перечень электростанций, системы регулирования и режимы эксплуатации которых находятся в оперативном ведении ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» согласно приложению 7.

2. ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОАО «ФСК», Департаменту развития рынка электроэнергии, Департаменту корпоративной стратегии, Департаменту электрических станций, Департаменту экономического планирования и анализа, Департаменту научно-технической политики и развития, Департаменту генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей с целью подготовки условий применения рыночных механизмов привлечения электростанций к более качественному автоматическому регулированию частоты электрического тока в ЕЭС России до 01.03.2003 обеспечить разработку, согласование с соответствующими органами, утверждение и поэтапный ввод в действие выпуском специального приказа РАО «ЕЭС России»:

2.1. Условий присоединения генерирующих компаний к электрической сети в части требований по обеспечению участия в первичном, вторичном и третичном регулировании частоты, как составной части Положения о порядке доступа к электрическим сетям;

2.2. Регламента взаимодействия субъектов ОРЭМ при выполнении обязательств по первичному, вторичному и третичному регулированию, как со-

ставной части Технологических правил оптового рынка электроэнергии России и Коммерческих правил оптового рынка электроэнергии России;

2.3. Порядка организации рынка услуг по регулированию частоты и пелетоков мощности в ЕЭС России, как составной части Технологических правил оптового рынка электроэнергии России и Коммерческих правил оптового рынка электроэнергии России;

2.4. Требований к участию в регулировании частоты, как составной части Типового договора на присоединение;

2.5. Методики определения затрат электростанций, связанных с участием в общем первичном регулировании, в нормированном первичном, вторичном и третичном регулировании частоты электрического тока в ЕЭС России;

2.6. Методики расчёта стоимости услуг по нормированному первичному, вторичному и третичному регулированию частоты электрического тока в ЕЭС России.

2.7. Методики формирования тарифов на услуги по первичному, вторичному и третичному регулированию частоты электрического тока в ЕЭС России;

2.8. Системы мониторинга и оценки участия в общем первичном регулировании, нормированном первичном, вторичном и третичном регулировании частоты электрического тока в ЕЭС России;

3. ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОАО «ФСК», Департаменту развития рынка электроэнергии, генеральным директорам АО-энерго, АО-электростанций, управляющих и генерирующих компаний:

3.1. Условия по качеству первичного и вторичного регулирования частоты указывать в договорах, заключаемых с участниками рынка электроэнергии (электростанциями, АО-энерго или генерирующими компаниями);

3.2. При формировании и оформлении условий по качеству автоматического регулирования на первом этапе в указанные договоры включить требования, обеспечивающие участие в первичном и вторичном регулировании исходя из технических данных и возможностей действующего оборудования (САР турбины и автоматики блока или котла), которые должны соответствовать проекту, эксплуатационным требованиям завода-изготовителя (наладочной организации), действующим нормативным документам. При этом оценка на соответствие осуществляется специалистами электростанций, АО-энерго или генерирующих компаний в соответствии с Временными методическими рекомендациями по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты в ЕЭС России и Временными методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты согласно приложениям 1 и 2.

3.3. При первичном заключении указанных договоров (ввиду близости срока) исполнение вышеуказанных требований оформлять в следующем порядке:

– если при согласовании технических условий на присоединение субъекта к электрической сети (АО-электростанции, АО-энерго или генери-

рующей компании) определяется, что условия по качеству автоматического регулирования выполняются, то договор сторонами подписывается;

– если при согласовании технических условий на присоединение субъекта к электрической сети (АО-электростанции, АО-энерго или генерирующей компании) определяется, что условия по качеству автоматического регулирования не выполняются, то договор сторонами подписывается с прилагаемым к нему по специальной форме актом с указанием в нем объемов и сроков выполнения работ, обеспечивающих указанные требования.

4. Департаменту генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей совместно с подразделениями технического аудита ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», Департаментом электрических станций, Фирмой ОРГРЭС, руководителями АО-энерго, АО-электростанций и генерирующих компаний в рамках кампании по подготовке и проверке готовности к предстоящему ОЗП 2002/2003 года обеспечить:

4.1. Проверку выполнения на всех электростанциях поручений пунктов 1.1-1.4 приказа РАО «ЕЭС России» от 03.07.2000 № 368 «О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты». Результаты проверки каждой электростанции оформить актом по форме, приведенной в Приложении 8 настоящего приказа;

4.2. Проверку выполнения поручения пункта 1 приказа РАО «ЕЭС России» от 15.10.2001 № 553 о проведении испытаний на электростанциях (по перечню приложения 1 к указанному приказу), готовых к участию в первичном регулировании частоты. Результаты проверки оформить актом по форме, приведенной в приложении 9 настоящего приказа;

4.3. Решение о выдаче Паспортов готовности к работе в ОЗП для электростанций, не выполнивших требования по участию в первичном регулировании (п. 8.3.2 Положения об оценке готовности энергопредприятий к работе в осенне-зимний период), принимать только после рассмотрения и решения Центральной комиссии по регулированию производственной деятельности РАО «ЕЭС России». Для своевременного рассмотрения и принятия комиссией решения обеспечить направление актов по факсу (095) 927-95-15 или (095) 957-17-80 в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» до 01.11.2002.

5. С целью поэтапного приведения общего первичного регулирования частоты в соответствие с действующими нормативами, организации нормированного первичного регулирования и автоматического вторичного регулирования в соответствии с современными требованиями утвердить «Сетевой график выполнения мероприятий по обеспечению участия электростанций в первичном и вторичном регулировании частоты электрического тока в ЕЭС России» согласно приложению 10.

6. Генеральным директорам АО-энерго, АО-электростанций, управляющих и генерирующих компаний в соответствии с Сетевым графиком выполнения работ по обеспечению участия электростанций в первичном и вторичном регулировании частоты электрического тока в ЕЭС России разработать, согласовать с Департаментом электрических станций, Департаментом научно-технической политики и развития и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» аналогич-

ные собственные сетевые графики для обеспечения требований по участию в первичном и вторичном регулировании, в которых отразить следующие этапы:

- Изучение вопроса, определение мероприятий, конкурс по выбору вариантов модернизации САР и планирование работ;
- Выполнение технического задания, проведение тендера на проект модернизации САР и на исполнителей;
- Проектирование, разработка сметы затрат, включение в тариф, оформление затрат в бюджете общества в качестве защищенной статьи;
- Исполнение графика модернизации совмещённого с плановыми ремонтами;
- Наладка, испытания, опытная эксплуатация, сертификация, сдача в промышленную эксплуатацию.

После согласования сетевых графиков они утверждаются специальным приказом.

7. ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» с целью безусловного обеспечения перехода на новое качество регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России и подготовки совместно с ОАО «ФСК» к 30.03.2004 условий для осуществления синхронизации с энергосистемами Западной Европы:

7.1. Осуществить общую координацию и управление процессами реализации проектов Сетевого графика выполнения работ по обеспечению участия электростанций в первичном и вторичном регулировании частоты электрического тока в ЕЭС России, в том числе:

- осуществление организационной и методической поддержки, участие в проектировании, рассмотрение технико-экономических характеристик представляемых вариантов САР на соответствие предъявляемым требованиям;
- контроль выполнения работ по проектам в установленные сетевым графиком сроки, экспертиза и выдача заключений по проектам модернизации САР;
- аккредитация САР, готовых к выполнению функций общего первичного, нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования.

7.2. ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» с целью улучшения качества регулирования частоты и приведения внутренних требований по частоте к показателям УСТЕ, ввести в действующие инструкции следующие показатели:

- нормальный уровень частоты $50,00 \pm 0,05$ Гц;
- допустимый уровень частоты $50,00 \pm 0,2$ Гц.
- время восстановления нормального уровня частоты не более 15 минут.

Ввести в систему автоматического мониторинга частоты электрического тока в ЕЭС России контроль нормальных и допустимых уровней частоты по приведённым нормам и выполнять текущий анализ частоты с указанием причин отклонений за нормальные и допустимые пределы.

Анализ отклонений частоты за нормальные и допустимые пределы производить с указанием причин.

7.3. Совместно с уполномоченными организациями стран СНГ проработать вопросы участия их энергосистем в первичном и вторичном регулировании, выработанные технические и организационные решения согласовать с членом Правления РАО «ЕЭС России» А.М. Зелинским и обеспечить их утверждение в установленном порядке.

7.4. Совместно с концерном «Росэнергоатом» организовать совместную оценку роли атомных электростанций в регулировании режима работы с учетом возрастающего их удельного веса в ЕЭС России.

7.5. Совместно с Департаментом электрических станций, Департаментом научно-технической политики и развития, Департаментом техпереворужения и совершенствования энергоремонта до 01.12.2002 разработать и представить на утверждение отдельным приказом РАО «ЕЭС России» мероприятия по замене и модернизации систем регулирования гидротурбинного оборудования, систем ГРАМ и АРЧМ с учётом планов модернизации систем первичного и вторичного регулирования и норм первичного и вторичного регулирования частоты.

7.6. Совместно с Департаментом электрических станций, Департаментом научно-технической политики и развития, Департаментом техпереворужения и совершенствования энергоремонта, Фирмой ОРГРЭС, ВНИИЭ, ВТИ, НИИПТ до 25.09.2002 организовать размещение на веб-сайте www.scdi.ru информации по имеющимся достижениям в области совершенствования регулирования частоты, нормативной и справочной информации, предложений отечественных и зарубежных компаний по развитию систем регулирования частоты, а также обеспечить обсуждение и обмен интересующей информацией.

8. Департаменту электрических станций, Департаменту техпереворужения и совершенствования энергоремонта, Департаменту научно-технической политики и развития совместно с АО-энерго, АО-электростанциями, управляющими и генерирующими компаниями, ОАО «ВТИ», ОАО «Фирма ОРГРЭС», ОАО «ВНИИЭ» обеспечить научно-техническую и методологическую направленность работ по реконструкции и модернизации действующих систем автоматического регулирования агрегатов электростанций, участвующих в первичном и вторичном регулировании частоты электрического тока, для чего выполнить:

- инвентаризацию всех разработок САР, участвующих в первичном и вторичном регулировании частоты, прошедших апробацию и отвечающих современным требованиям;
- выбор и доработку с учётом особенностей оборудования вариантов САР, отвечающих современным требованиям для энергоблоков, перечисленных в приложении б.
- испытания имеющихся вариантов САР на соответствие системным техническим требованиям;

– выбор организаций-исполнителей проектов, поставок и работ и организовать проведение тендеров и заключение соответствующих договоров на выполнение работ, предусмотреть участие в тендерах иностранных компаний.

9. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Председателя Правления РАО «ЕЭС России» М.А. Абызова.

Председатель Правления

А.Б. Чубайс

Рассылается: 2.2; 3-5; 7,1; 8.

Паули 220-51-20

Приложения 2 – 10 рассылаются по спискам 2.2 и 3 в электронном виде по запросу.

Приложение 10 размещено на веб-сайте www.so-cdu.ru

Приложение 1
к приказу РАО «ЕЭС России»
от 18.09.2002 № 524

ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕРКЕ ГОТОВНОСТИ ТЭС К ПЕРВИЧНОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ В ЕЭС РОССИИ

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Настоящие Методические рекомендации содержат рекомендации по упрощенной методике проведения контрольных испытаний энергоблоков и ТЭС с общим паропроводом с целью определения их готовности к участию в первичном регулировании частоты в ЕЭС России в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1995), п.п. 6.3.3, 6.3.4 с учетом "Извещения № 1 об изменении "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 2000).

Приказом РАО "ЕЭС России" от 03.07.2000 г. № 368 "О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты" руководителям АО-энерго и АО-электростанций предписано:

"п. 1.4. Обеспечить с июля 2001 г. участие всех электростанций в первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями ПТЭ и рас-

порядительных документов, заданиями ЦДУ ЕЭС России, ОДУ, АО-энерго по размещению резервов первичного регулирования (кроме агрегатов по согласованному перечню временных отступлений от ПТЭ)".

"Первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов, реакторов и т.п." (Извещение № 1).

1.2. Готовая к первичному регулированию частоты в соответствии с ПТЭ электростанция, энергоблок должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1.2.1. Совокупность энергетического и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (ДПР) величиной до 20% номинальной мощности.

Примечание. В полной мере этот диапазон будет использоваться эпизодически при аварийных режимах в энергосистеме. В нормальных условиях работы качество регулирования частоты в ЕЭС России обеспечивает выполнение требований "Норматива допустимых минимальных уровней и скоростей изменения нагрузок энергоблоков тепловых электростанций РАО "ЕЭС России" (неплановые изменения нагрузки в пределах $\pm 7\%$ номинальной).

1.2.2. При однократном изменении мощности турбоагрегата в пределах ДПР на $\pm 10\%$ номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (АРС) переходный процесс должен укладываться в границы, установленные настоящим Методическим пособием, а новая заданная мощность должна поддерживаться всем энергетическим оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время. В течение переходного процесса и далее при поддержании нового значения мощности технологические параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы.

При повторных изменениях мощности турбоагрегата под воздействием АРС в пределах ДПР с интервалом не менее 10 мин в любом направлении мощность энергоблока, электростанции должна успевать стабилизироваться и удерживаться на новом заданном значении до следующего изменения. Переходный процесс после каждого изменения мощности также должен укладываться в границы, установленные настоящим Методическим пособием, а параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы.

1.2.3. При выходе мощности турбоагрегата под воздействием АРС за пределы ДПР средства технологической автоматики не должны допускать

нарушений нормального режима работы энергоустановки либо угрозы ее аварийного останова.

1.2.4. Автоматический регулятор частоты вращения турбины должен постоянно контролировать режим работы турбоагрегата, обеспечивая устойчивость работы и участие турбоагрегата в первичном регулировании частоты путем автоматического изменения мощности при изменении частоты его вращения в соответствии с предусмотренными ПТЭ (п. 4.4.3) характеристиками.

Режимы работы оборудования, при которых автоматический регулятор частоты вращения турбоагрегата не может выполнять своих функций, не должны допускаться.

Частотные корректоры регуляторов мощности любых типов должны лишь помогать работе регулятора частоты вращения турбины, не заменяя его и не ухудшая его статических и динамических характеристик.

1.2.5. Технологическая автоматика котла и турбины должна способствовать эффективной работе АРС турбины путем своевременного изменения их нагрузки в целях поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе первичного регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.

1.2.6. Во исполнение пп. 6.3.4, 6.3.9 ПТЭ в инструкциях оперативному персоналу электростанций, энергоблоков должны быть даны указания по обеспечению участия и о методах контроля участия электростанций в первичном регулировании частоты.

Оперативный персонал электростанции должен быть обучен методам контроля и управления энергоустановкой, участвующей в первичном регулировании частоты, как в нормальных, так и в аварийных условиях. В частности, поддержанию заданного первичного диапазона регулирования в обоих направлениях изменения мощности от заданного диспетчерским графиком значения, методам управления оборудованием при выходе мощности за пределы ДПР и т.п.

Возможность такого участия и контроля должна быть обеспечена техническими средствами.

1.3. Контрольные испытания проводятся после завершения работ по подготовке энергоустановок к участию в первичном регулировании частоты. Настоящие Методические рекомендации определяют содержание, порядок и способы оценки результатов контрольных испытаний.

Поскольку контрольные испытания в промышленных условиях должны проводиться силами АО-энерго и электростанций, методика их проведения существенно упрощена, количество измеряемых параметров сведено к минимуму, а готовность энергоустановки к участию в первичном регулиро-

вании определяется по ограниченному количеству наиболее характерных показателей, а именно:

- соответствие характеристик регулятора частоты вращения турбины требованиям ПТЭ (п. 4.4.3);
- соответствие переходных процессов активной мощности и давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе), полученных при испытаниях, требованиям, изложенным в данных Методических рекомендациях.

2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТОДИКЕ ПРОВЕДЕНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

2.1. Контрольные испытания энергоустановки на готовность к участию в первичном регулировании частоты (ПРЧ) включают в себя:

- испытания системы регулирования частоты вращения каждой турбины;
- комплексные испытания энергоблока, очереди ТЭС с общим паропроводом.

2.2. Для всех турбин должны быть представлены следующие характеристики системы регулирования, определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний в соответствии с п. 8 "Методических указаний по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин: МУ 34-70-062-83" (М.: СПО ОРГРЭС, 1991), срок действия которых продляется до 2003 г.:

- статическая характеристика;
- зона нечувствительности по частоте;
- степень неравномерности по частоте (общая и местные максимальная и минимальная);
- время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбины (РК) при воздействии на механизм управления турбиной (МУТ) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).

2.3. Комплексные испытания проводятся на каждом энергоблоке и каждой очереди ТЭС с общим паропроводом, исключая энергоустановки, по тем или иным причинам освобожденные от участия в первичном регулировании частоты в соответствии с п. 1.3 Приказа от 03.07.2000 г. № 368.

На энергоустановках до проведения комплексных испытаний должны быть:

- выполнены мероприятия, обеспечивающие соответствие характеристик АСР турбины требованиям ПТЭ (п. 2.2);

— выведены из эксплуатации любые автоматические устройства, препятствующие действию регулятора частоты вращения турбин в нормальных режимах работы оборудования (регуляторы давления "до себя" и регуляторы положения РК турбины при работе на скользящих параметрах, если они не входят в состав системы регулирования мощности и на них не подается сигнал от частотного корректора, и т.п.);

— введены в постоянную эксплуатацию системы автоматического регулирования нагрузки котлов (АСРК), получающие прямо или косвенно (например, по давлению свежего пара) задание на изменение паропроизводительности при отклонениях частоты в энергосистеме от нормы.

Выполнение указанных требований обеспечивается, в частности, при использовании схем, рекомендованных в Информационном письме ИП-06-2000 (Э) "О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты" (М.: СПО ОРГРЭС, 2000):

— для энергоблоков с прямоточными котлами: типовой системы управления мощностью САУМ-1 или ее упрощенного варианта САУМ-У;

— на энергоблоках с барабанными котлами: САУМ-2 или ее упрощенного варианта без регулятора мощности на турбине (на турбине — свободный АРС, на котле — АСРК, поддерживающая давление пара перед турбиной);

— на ТЭС с поперечными связями: главного регулятора давления пара в общем паропроводе, воздействующего на АСРК всех или части котлов, на турбинах — свободные АРС.

2.4. Комплексные испытания проводятся по рабочей программе, утвержденной главным инженером электростанции. На электростанциях РАО "ЕЭС России" программа комплексных испытаний должна быть, кроме того, согласована с ЦДУ ЕЭС России и соответствующим ОДУ.

2.5. Комплексные испытания проводятся в двух диапазонах нагрузок: при 90- 100% номинальной и вблизи нижнего предела регулировочного диапазона. На ТЭС с общим паропроводом испытания должны проводиться при работе турбоагрегатов, суммарная номинальная мощность которых составляет не менее 70% номинальной мощности турбоагрегатов данной очереди ТЭС.

На каждой нагрузке должны быть получены представительные графики переходных процессов по активной мощности и давлению пара перед турбиной каждого энергоблока, по суммарной активной мощности работающих турбоагрегатов и давлению пара в общем паропроводе данной очереди ТЭС при возмущающих воздействиях в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на $\pm 10\%$ номинальной. Перед каждым опытом основные технологические параметры и расходы сред на котлах и турбинах должны быть

стабилизированы и в течение 5-10 мин до нанесения возмущения не должны изменять своих значений.

2.6. При проведении комплексных испытаний возмущающие воздействия по нагрузке формируются следующим образом:

2.6.1. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых имеются турбинные регуляторы мощности, воздействующие на МУТ по заданию от частотного корректора (САУМ-1, САУМ-У, САУМ-2 и им подобные), возмущающее воздействие формируется путем скачкообразного изменения заранее откалиброванного сигнала, имитирующего отклонение частоты на величину, соответствующую изменению нагрузки блока на $\pm 10\%$ номинальной на входе регуляторов, получающих задание от частотного корректора.

2.6.2. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых отсутствует турбинный регулятор мощности, воздействующий на МУТ, а АСРК поддерживает давление пара перед турбиной, возмущающее воздействие формируется путем однократного ступенчатого перемещения регулирующих клапанов турбины на величину, соответствующую изменению активной мощности на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется подачей на МУТ непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности. До нанесения возмущения должны быть выбраны люфты МУТ, а после нанесения возмущения положение МУТ не должно изменяться до окончания опыта.

2.6.3. На ТЭС с общим паропроводом, оснащенной главным регулятором давления пара, воздействующим на АСРК всех или части котлов, возмущения формируются путем однократных ступенчатых перемещений регулирующих клапанов всех или части работающих турбин данной очереди ТЭС, величины которых определены заранее и соответствуют изменению суммарной активной мощности всех работающих турбин очереди на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется путем одновременной подачи непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности на МУТ турбин, участвующих в испытаниях.

2.7. Определение величины перемещения МУТ, соответствующей 10%-ному изменению активной мощности энергоблока (величин перемещения МУТ турбин ТЭС с общим паропроводом для получения 10%-ного изменения суммарной мощности), производится путем постепенного (в 2-3 приема) прикрытия (открытия) РК турбины с выдержками на каждой ступени до восстановления давления пара перед турбиной (в общем паропроводе).

2.8. В каждом опыте с помощью регистрирующих приборов или наблюдателями вручную должны быть зафиксированы:

— моменты нанесения возмущающих воздействий и их фактическая величина;

— за 3 мин до нанесения возмущения и в течение всего переходного процесса до стабилизации режима:

активная мощность турбогенератора энергоблока; суммарная мощность всех работающих турбогенераторов очереди ТЭС (или каждого в отдельности);

давление пара перед турбиной энергоблока; в общем паропроводе ТЭС;

минимальное и максимальное содержание кислорода (O_2) в дымовых газах (по штатному регистратору);

параметр, характеризующий положение регулирующих клапанов турбины энергоблока при работе в зоне скользящего давления.

Каждый опыт должен заканчиваться стабилизацией активной мощности на новом уровне, восстановлением исходного значения давления свежего пара в опытах при номинальном давлении или стабилизацией давления на новом уровне в опытах при скользящем давлении.

Регистрацию переходных процессов можно производить автоматически или вручную с обязательной фиксацией момента нанесения возмущения.

Для автоматической регистрации целесообразно использовать многоканальные самопишущие приборы с непрерывной записью (например, типа Н-327 или их аналоги, осциллографы и т.п.), многоточечные (печатающие) регистраторы, а при наличии ИВС или АСУ ТП — специально сформированные протоколы с последующей распечаткой на принтере или графопостроителе.

Скорость диаграммной ленты самопишущих и регистрирующих приборов следует выбирать не менее 12 мм/с, средняя точка на диаграмме должна соответствовать средней величине регистрируемого параметра в данной серии опытов, а шкала — отклонениям параметра от средней величины при двусторонних возмущающих воздействиях. При использовании многоточечных регистраторов цикл печати каждой точки не должен превышать 20 с.

Для регистрации параметров могут быть использованы и штатные самопишущие приборы со скоростью диаграммной ленты, увеличенной до 12-20 мм/мин. Однако шкалы этих приборов рассчитаны на полный диапазон изменения параметров, вследствие чего погрешности измерений существенно возрастают. По этой же причине при ручной регистрации целесообразно использовать специально подготовленные показывающие приборы с "растянутой" шкалой.

При ручной регистрации каждый наблюдатель по команде ведущего должен записывать не более двух-трех параметров. Интервал записи должен составлять 20 с. Начало записи за 3 мин до нанесения возмущения, окончание — после стабилизации параметров. Ориентировочная продолжительность одного опыта — 10-15 мин.

2.9. Обработка результатов комплексных испытаний включает:

— отбор по одному наиболее представительному опыту в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на каждой из двух нагрузок (п. 2.5);

— расчет относительных величин отклонений параметров в каждом опыте с интервалом 20 с.

Относительная величина активной мощности — $100 \Delta N / N_n$ (%), где **для энергоблоков:** ΔN — отклонение величины активной мощности от исходного значения (МВт), N_n — номинальная мощность турбогенератора (МВт);

для ТЭС с общим паропроводом: ΔN равняется сумме отклонений величин активной мощности всех работающих турбоагрегатов от исходного значения в каждый момент времени $\Delta N = \sum \Delta N_i$ (МВт); N_n — суммарная номинальная мощность турбогенераторов, работавших при испытаниях (МВт).

Относительная величина давления свежего пара — $100 \Delta P / P_n$ (%), где ΔP — отклонение величины давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) от начального значения в опыте (МПа, кгс/см²);

P_n — номинальное значение этого давления (МПа, кгс/см²);

— оформление бланков-графиков по отобранным опытам (см. приложение). В каждом бланке должны быть указаны наименования АО-энерго, электростанции, номер блока (очереди ТЭС с общим паропроводом), номер и дата проведения опыта, а также заполнены таблицы граничных значений параметров (начального и конечного) в данном опыте. Для энергоблоков заполняется табл. 1 полностью (размерности P , N и $U_{чк}$ указываются по шкале измерительного прибора); для очереди ТЭС с общим паропроводом в табл. 1 заполняются только столбцы: $\sum N$ — суммарная мощность очереди и $P_{опп}$ — давление в общем паропроводе, в табл. 2 указываются значения N и N для турбоагрегатов, на которых наносились возмущения во время опытов.

Графики отклонений параметров строятся в координатных сетках, приведенных на бланках. При этом в обязательном порядке выделяются точки, полученные в опытах, независимо от того, попадают они или нет на результирующую кривую. Ломаные линии на графиках относительного отклонения мощности не соответствуют фактической форме кривых, полученных в опытах, а ограничивают область, в которой должны находиться кривые переходных процессов (при увеличении мощности — выше, а при уменьшении мощности — ниже пограничных линий) соответственно для энергоблоков с

газотрубными (ГТ) котлами, пылеугольными (ПУ) котлами и ТЭС с общим паропроводом.

3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ИСПЫТАНИЙ

3.1. Испытания проводятся по утвержденной программе, в которой должны быть поименно указаны: руководитель испытаний, работники цехов ТЭС, участвующие в испытаниях, и их обязанности. Испытания на каждой из выбранных нагрузок состоят из двух этапов: подготовительного и основного.

3.2. Подготовительный этап испытаний включает:

— настройку и проверку работы измерительной и регистрирующей аппаратуры;

— установку требуемой нагрузки и стабилизацию режима работы оборудования;

— определение величин возмущающих воздействий:

для энергоблоков по п. 2.6.1: определение величины сигнала по отклонению частоты, соответствующему изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;

для энергоблоков по п. 2.6.2: определение величины перемещения МУТ, соответствующей изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;

для ТЭС с общим паропроводом (п. 2.6.3): определение величин перемещения МУТ всех или части работающих турбин для получения возмущающего воздействия, равного $\pm 10\%$ их суммарной номинальной мощности;

— стабилизацию режима работы оборудования перед основным этапом испытаний.

3.3. Основной этап испытаний включает проведение опытов с увеличениями и уменьшениями нагрузки энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) путем однократного перемещения МУТ турбины (одновременного перемещения МУТ выбранных турбин на ТЭС с общим паропроводом) на величину, определенную на подготовительном этапе (п. 3.2) с регистрацией параметров согласно п. 2.8.

3.4. Обработка результатов испытаний выполняется в соответствии с п. 2.9.

4. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

4.1. Готовность энергоблока или очереди ТЭС с общим паропроводом к участию в первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями ПТЭ оценивается по результатам контрольных испытаний и включает в себя:

— оценку соответствия характеристик системы регулирования турбин требованиям ПТЭ;

— оценку результатов комплексных испытаний.

4.2. Турбина считается готовой к участию в первичном регулировании, если характеристики ее системы регулирования, указанные в п. 2.2 и определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний, соответствуют требованиям пп. 4.4.2 и 4.4.3 ПТЭ и отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие ее работе в регулирующем режиме.

4.3. Оценка результатов комплексных испытаний производится по графикам переходных процессов активной мощности и давления пара перед турбиной (в общем паропроводе), построенным в соответствии с указаниями п. 2.9, с учетом следующих положений:

4.3.1. При начальном номинальном давлении пара ступенчатое перемещение регулирующих клапанов турбины энергоблока (турбин очереди ТЭС, подключенных к общему паропроводу) воздействием на МУТ с одновременным воздействием на систему регулирования нагрузки котла энергоблока (котлов ТЭС, подключенных к общему паропроводу) должно вызывать:

— в первые 10-15 с изменение активной мощности на 0,5-0,6 от величины возмущения за счет аккумулированного тепла и сопровождаться падением давления пара перед турбиной (в общем паропроводе);

— дальнейшее изменение мощности с задержкой на этом уровне (или небольшим спадом) и восстановление давления пара монотонно за счет изменения паропроизводительности котла. Длительность переходных процессов по активной мощности и давлению свежего пара одинакова, а ее величина зависит от типа энергоустановки и оптимальности настроек регуляторов нагрузки котла(ов).

4.3.2. В режиме скользящего давления при ступенчатом перемещении регулирующих клапанов турбины энергоблока и одновременном воздействии на систему регулирования нагрузки котла изменение активной мощности за счет аккумулированного тепла в первые 10-15 с уменьшается по сравнению с ее изменением при номинальном давлении пропорционально снижению давления пара перед турбиной ($P_{ск}/P_{ном}$).

Далее активная мощность с небольшой задержкой на этом уровне практически монотонно изменяется до конечного значения за счет измене-

ния паропроизводительности котла. При этом давление свежего пара перед турбиной не восстанавливается до исходного значения, а стабилизируется в конце переходного процесса на новом уровне, соответствующем новому значению мощности блока.

4.4. Динамические характеристики энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) при номинальном давлении пара оцениваются как удовлетворительные, если в течение всего переходного процесса характер кривой изменения мощности соответствует приведенному выше описанию, кривая не пересекает граничных линий, показанных на бланках графиков для данного вида энергоустановок, давление свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) в течение переходного процесса не отклоняется за установленные пределы (уставки предупредительной сигнализации), а в конце — восстанавливается до исходного значения и на блоке (очереди ТЭС) отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие работе в регулирующем режиме.

4.5. Динамические характеристики энергоблока при работе в зоне скользящего давления оцениваются как удовлетворительные, если кривые изменения мощности и давления пара соответствуют описанным в п. 4.3.2.

4.6. При положительных оценках характеристик системы регулирования турбин и результатов комплексных испытаний и отсутствии каких-либо технических причин, препятствующих работе в регулирующем режиме, энергоблок (очередь ТЭС с общим паропроводом) считается готовым (ой) к участию в первичном регулировании частоты в ЕЭС в соответствии с требованиями ПТЭ.

4.7. Результаты контрольных испытаний должны быть представлены в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

- данные по основному оборудованию (тип, номинальная нагрузка, параметры пара, топливо, диапазон регулирования нагрузки, режимы работы и др.);

- данные по системе регулирования частоты вращения турбины (п. 2.2), перечень работавших при испытаниях регуляторов нагрузки котла, турбины, блока (очереди ТЭС), их структурные схемы (входные сигналы, функциональные преобразователи, регулирующие органы), тип аппаратуры;

- данные по измерительным приборам, использованным при испытаниях (тип, шкала, класс точности, скорость диаграммной ленты, цикл печати);

- краткое описание проведенных испытаний: даты и условия проведения опытов, состав участвующего оборудования, экспериментально определенные величины и продолжительность возмущающих воздействий (п. 2.6), количество проведенных опытов и их краткая характеристика, особен-

ности и недостатки в работе оборудования и систем регулирования, выявленные в процессе проведения испытаний, необходимость и причины вмешательства оператора и т.д., выводы;

— приложение 1. Программа комплексных испытаний, утвержденная главным инженером электростанции;

— приложение 2. Графики переходных процессов по прилагаемой форме.