

УЧРЕДИТЕЛИ:
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,
НТФ "ЭНЕРГОПРОГРЕСС",
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ



Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 6 2002

Содержание

- 2 **О встрече министров энергетики стран "Группы восьми"**
2 **Заявление** сопредседателей встречи министров энергетики "Группы восьми"
4 **Итоги работы топливно-энергетического комплекса и Минэнерго России за 2001 год, текущие проблемы и основные задачи на 2002 год**

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

- 10 **Нечаев В. В.** О ресурсе энергетических объектов
18 **Железко Ю. С.** О нормативных документах в области качества электроэнергии и условий потребления реактивной мощности

К 40-летию ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТА

- 27 **Ляшенко В. С.** Сорок лет трудов и свершений
38 **Чемоданов В. И., Бобылева Н. В., Челнокова Н. Г., Соколова Н. Ю.** Развитие генерирующих мощностей ЕЭС России и условия топливообеспечения электростанций в период до 2020 г.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 47 **Перевезенцева Т. В., Злеко В. Ф., Калугин Р. Н.** Структурные особенности и жаропрочность металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф
54 **Ходырев Б. Н., Федосеев Б. С., Калашников А. И., Щукина М. Ю., Ямгурев Ф. Ф.** Опыт внедрения установки обратного осмоса УОО-166 на Нижнекамской ТЭЦ-1

- 63 **Мамет А. П., Ситняковский Ю. А.** Сравнение экономичности ионитного и обратноосмотического обессоливания воды

- 67 **Шарапов В. И., Макарова Е. В.** О гидразинной обработке питательной воды котлов ТЭЦ

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 70 **Никифоров Е. П.** Применение спиральных протекторов для защиты проводов ВЛ от усталостных повреждений

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 75 **Щербаков А. В., Калинин В. Г., Стученков В. М.** Оптимизация параметров импульсного источника для питания электрофильтров
78 **Обложин В. А.** Компьютерная модель тепловизионных обследований электроустановок

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 84 **Сидоров А. А., Трешников А. А., Занин И. В., Романов А. А., Игнатушин А. В.** Интегрированная информационная система учета электроэнергии ВоГЭС им. Ленина

ХРОНИКА

- 86 **Энергетика и электротехника-2002**

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 87 **Файбисович Д. Л.** Восстановление электроснабжения потребителей Манхэттена

О встрече министров энергетики стран “Группы восьми”

3 мая нынешнего года в Детройте (США) состоялась встреча министров энергетики восьми ведущих промышленно развитых стран, в которой принял участие и министр энергетики Российской Федерации Ю. Х. Юсупов. Принятый министрами меморандум, разъясняющий цели и результаты встречи, публикуется далее.

Встреча министров проходила на фоне дальнейшей глобализации экономики, развития международных контактов, стоимость которых при современной технике (Internet, E-mail, мобильная связь и др.) резко снизилась, и торговли, которая за 90-е годы удвоилась. В этих условиях национальным правительствам приходится контролировать и жестко регулировать стратегические отрасли хозяйства, к которым относится и энергетика. Энергия составляет основу глобальной экономики. Главным требованием в топливно-энергетической сфере является безопасность. С учетом этого концепция свободного рынка усовершенствуется на новых принципах регулирования. Эффективное регулирование особенно важно в электроэнергетике, так как рынок электроэнергии сложнее других.

Возникающие в связи с изменениями мировой экономики и быстрым развитием техники вопросы обсуждались на международной конференции, предшествовавшей встрече министров энергетики «Группы восьми». На десяти проводившихся параллельно сессиях рассматривались глобальные проблемы энергетики с учетом неопределенности в будущем; рыночные реформы в электроэнергетике; вопросы обеспечения глобальной энергетической безопасности, преодоления бедности путем устойчивого развития энергетики; перспективы технологий для автомобилей (две сессии). Широко (также на двух сессиях) обсуждались перспективные электроэнергетические технологии. Одна сессия была посвящена, главным образом, разработке и использованию новых технологий в области передачи, распределения и конечного использования электроэнергии, автоматическому регулированию в зданиях и на промышленном транспорте, также рассматривались требования к качеству электроэнергии, вытекающие из быстрого развития информационных технологий, и роль распределительных систем производства электроэнергии. На другой сессии обсуждались перспективные технологии выработки электроэнергии из органических топлив без загрязнения окружающей среды, перспективы развития АЭС и использования возобновляемых видов энергии. Еще две сессии были посвящены развитию топливных элементов и будущим возможностям водородной энергетики.

На всех сессиях подчеркивались важность развития технологий, которое в последние годы заметно ускорилось, и необходимость осуществления этого совместными усилиями правительств и частных компаний. С развитием рыночных отношений роль правительств в организации перспективных разработок становится решающей, так как в условиях возрастающей конкуренции компании не могут выделять значительных ресурсов на исследования, нацеленные на будущее и связанные с риском неудачи.

На научно-технических сессиях много внимания уделялось технологиям, коммерческое применение которых можно ожидать через 10, 20 или 50 лет. Они рассматривались, в частности, в связи с угрозой глобального потепления из-за накопления в атмосфере углекислого газа, образующегося в результате человеческой деятельности при сжигании содержащих углерод органических топлив в энергетике и на транспорте.

Заявление сопредседателей встречи министров энергетики “Группы восьми”

1. Министры энергетики “Группы восьми” встретились в Детройте, штат Мичиган, 3 мая 2002 г. для обсуждения вопросов, представляющих взаимный интерес.

2. Мы обсудили ключевую роль энергетики в экономике наших стран и ее жизненно важное значение для экономического и социального развития во всем мире. Доступ к безопасным, экономичным и надежным поставкам энергии является необходимым условием прогресса.

3. Мы считаем, что энергетическая безопасность и способность гибко реагировать на чрезвычайные ситуации имеют исключительно важное значение для сегодняшнего мира, и мы договорились продолжить тесное сотрудничество в целях их укрепления. Мы поддерживаем продолжение усилий по ограничению колебаний цен на нефть и укреплению энергетической безопасности за счет более широкого использования рыночных механизмов, диверсификации поставок энергии, повышения энергоэффективности, совершенствования информационного обмена. Мы уверены, что постоянный открытый диалог между производителями и потребителями энергии способен укрепить энергетическую безопасность.

Мы поддерживаем усилия, направленные на улучшение доступа, качества, сопоставимости и обмена данными о рынках нефти. Этот вопрос будет рассмотрен на Восьмом международном энергетическом форуме в Осаке.

4. Мы подтвердили необходимость быть готовыми к прерыванию поставок нефти. Мы согласились с важностью того, чтобы страны нетто-импортеры нефти имели запасы нефти на случай чрезвычайных ситуаций и выполняли обязательства по координации их использования в периоды значительных прерываний поставок. Мы признаем пользу для всех нас, если другие страны, включая государства Азии, в которых спрос на энергию, как ожидается, резко вырастет, создадут подобные запасы в целях повышения их способности выстоять перед лицом возможных перебоев в поставках нефти. Мы будем делиться с другими странами нашим опытом относительно эффективных средств достижения этого. Мы согласились с важностью физической защиты объектов энергетики, равно как и с полезностью создания гибких сетей передачи энергии с множественными связями между поставщиками и потребителями энергии с тем, чтобы снизить их уязвимость в связи с прерываниями в снабжении этими критически важными ресурсами.

5. Мы обсудили вопрос о том, как повышение уровня энергоэффективности и диверсификация источников энергии и энергоносителей способствуют энергетической безопасности, экономическому росту, охране окружающей среды и соответственно устойчивому развитию. Страны могут укрепить свою способность реагировать на изменение условий энергоснабжения посредством повышения энергоэффективности и выбора разнообразных источников и видов энергии – нефти, газа, угля, атомной энергии и возобновляемых источников энергии – в соответствии со своими предпочтениями. Большинство стран-членов «Группы восьми» подчеркивают важность в этом контексте ядерной энергетики при оптимальном обеспечении безопасности и обращения с отходами. Эти действия могут также помочь государствам в поисках решения проблемы изменения климата путем сокращения интенсивности эмиссии парниковых газов при производстве и использовании энергии. Мы подтверждаем важность возобновляемых источников энергии для диверсификации энергоснабжения, как это было признано на экономическом саммите «Группы восьми» в Генуе. Мы также признаем, что конкурентные рынки и либерализованные торговля и услуги в энергетическом секторе могут помочь нам в обеспечении энергетической безопасности и достижении природоохранных целей при наименьших затратах.

6. Мы считаем, что продолжение исследований, разработка, демонстрация и внедрение широкого спектра энергетических технологий сыграют существенную роль в диверсификации энергетического баланса и ограничении воздействия на окружающую среду производства и использования энергии, внося тем самым жизненно важный вклад в устойчивое развитие. Мы изучим области, в которых существующее научное и технологическое сотрудничество между нашими странами в сфере энергетики может быть усилено, в частности, по таким направлениям, как возобновляемые источники энергии, энергоэффективность и чистые энергетические технологии. Мы также рассмотрим способы обмена и распространения технической информации как среди стран – членов «Группы восьми», так и между развитыми и развивающимися государствами в целях совершенствования такого обмена и ускорения отдачи от технологий.

7. Важно, чтобы чистая, надежная и доступная энергия была достижима для всех. Мы привержены тому, чтобы обеспечить конструктивный и существенный вклад по вопросам энергетики на Всемирном саммите по устойчивому развитию и других соответствующих форумах. Мы продолжим поощрять наилучшие способы развития и внедрения чистых энергетических технологий, включая использование возобновляемых источников энергии, а также повышение энергоэффективности.

8. Понадобятся значительные инвестиции в развитие, производство и инфраструктуру энергетики, равно как и в повышение энергоэффективности с тем, чтобы удовлетворить повышение спроса на услуги энергетики в соответствии с экологическими требованиями. Для удовлетворения растущих потребностей в энергии государства должны улучшать благоприятный инвестиционный климат, обеспечивая открытость рынков, прозрачность практики ведения бизнеса и стабильную нормативную базу. Мы выступаем за то, чтобы энергетика должным образом принималась во внимание при формировании программ содействия развитию. В конечном счете, успешное повышение энергоэффективности и расширение доступа к чистым энергетическим технологиям решающим образом зависят от частных инвестиций, привлечению которых способствует разумная политика. Поэтому мы подтверждаем важность работы с развивающимися странами по передаче опыта юридической, политической и нормативной практики, которая может способствовать инвестициям и обеспечению доступа к энергии.

9. Мы попросили сотрудников энергетических ведомств продолжить работу по некоторым из обсужденных нами вопросов, в том числе энергетическим технологиям и сотрудничеству с развивающимися странами. Мы считаем, что более регулярные контакты между должностными лицами наших энергетических ведомств помогут нам и далее двигаться к достижению наших общих целей.

Итоги работы топливно-энергетического комплекса и Минэнерго России за 2001 год, текущие проблемы и основные задачи на 2002 год

Основные итоги работы ТЭК за 2001 г.: объемы добычи, производства и поставок топливно-энергетических ресурсов. Топливно-энергетический комплекс России, несмотря на значительные проблемы, в 2001 г. сохранил достигнутые в предыдущие годы уровни добычи и производства топливно-энергетических ресурсов с обеспечением их прироста в отдельных отраслях. Тем самым ТЭК выполнил возложенную на него основную задачу – внутренняя потребность страны в топливе и энергии удовлетворена в полном объеме.

Суммарный объем добываемых и произведенных первичных топливно-энергетических ресурсов в России в 2001 г. составил по данным Госкомстата России 1460,1 млн. т условного топлива, превысив фактический уровень 2000 г. и прогноза на 2001 г. соответственно на 44,5 млн. т (3,1%) и 28,4 млн. т (2,0%) условного топлива.

В отраслях ТЭК наибольший рост производства на 7,6% достигнут в нефтяной промышленности, в 2001 г. было добыто 348,1 млн. т нефти и нестабильного газового конденсата. В отрасли получен рекордный для последних лет годовой прирост объема добычи нефти с газовым конденсатом в 24,6 млн. т.

Объем переработки нефти составил 178,4 млн. т, или 103,1% к факту 2000 г., что позволило увеличить производство автомобильного бензина на 0,5 млн. т (1,7%) – с 27,15 млн. т в 2000 г. до 27,6 млн. т в 2001 г., и дизельного топлива на 1,0 млн. т (на 2,0%) – с 49,2 до 50,2 млн. т. Производство топочного мазута возросло на 2,0 млн. т (4,1%) и составило 50,2 млн. т.

На 11,0 млн. т (4,3%) увеличилась добыча угля и составила 269,3 млн. т. Коксующегося угля было добыто 65,0 млн. т, что превысило объем предыдущего года на 2,7 млн. т, или 4,3%.

Выработка электроэнергии в целом по России составила 888,4 млрд. кВт·ч, что больше уровня 2000 г. на 1,2%. Значительный прирост производства по сравнению с 2000 г. – на 9,7 млрд. кВт·ч – произошел на ГЭС и на 6,3 млрд. кВт·ч – на АЭС и составил соответственно 5,9 и 4,8%. Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях снизилась на 5,4 млрд. кВт·ч (0,9%) и составила 576,3 млрд. кВт·ч.

Производство теплоэнергии по России составило 1451,5 млн. Гкал, или на 7,5 млн. Гкал (0,5%) больше, чем в 2000 г.

В 2001 г. продолжалось сокращение добычи природного газа. В целом по России было добыто

581,0 млрд. м³ газа – на 2,9 млрд. м³ меньше (0,5%), чем в 2000 г. Снижение добычи обусловлено отставанием ввода производственных мощностей в 1997 – 2001 гг. и ухудшением условий разработки базовых месторождений, обеспечивающих до 80% объема добычи. Сокращение добычи природного газа по ОАО “Газпром” составило 11,2 млрд. м³ (2,1%).

Поставка первичных энергоресурсов для внутренних нужд в 2001 г. увеличилась по сравнению с уровнем 2000 г. на 25,5 млн. т условного топлива (2,8%), но уменьшилась на 14,8 млн. т (1,5%) по сравнению с прогнозом 2001 г. и составила 950,7 млн. т условного топлива.

Общий объем поставок нефтепродуктов потребителям Российской Федерации по данным Госкомстата России составил 87,2 млн. т, или 101,2% к 2000 г.

Несмотря на дефицит финансовых средств и имеющуюся значительную задолженность основных потребителей ГСМ перед предприятиями ТЭК, нефтяными компаниями в 2000 г. обеспечена поставка нефтепродуктов предприятиям и организациям агропромышленного комплекса России, Минобороны России, МВД России, МПС России, в районы Крайнего Севера, АО-энерго и АО электростанциям РАО “ЕЭС России”.

Обеспечение нефтепродуктами основных потребителей в 2001 г. осуществлялось по утвержденным графикам, лимитам и согласованным объемам. В Минэнерго России создан Оперативный штаб, который еженедельно рассматривает вопросы поставок топлива потребителям, устойчивого снабжения топливом и энергией отраслей экономики и населения в осенне-зимний период 2001/2002 г. Для решения оперативных вопросов межведомственного характера образована межведомственная рабочая группа.

Поставка угля электростанциям составила 128,6 млн. т, что на 2,9 млн. т (2,2%) меньше уровня 2000 г. На 0,2 млн. т (0,5%) также уменьшилась отгрузка угля на коксование. Однако поставка угля остальным отраслям промышленности и населению увеличилась против 2000 г. на 7,0 млн. т (15%).

В 2001 г. электростанции получили также 141,3 млрд. м³ газа – на 5,1 млрд. м³ больше (3,7%), чем за 2000 г. Остальным отраслям промышленности, на коммунально-бытовые нужды и населению поставлено 219,9 млрд. м³ (рост на 5,5 млрд. м³, или на 2,6%).

Увеличение отгрузки топочного мазута внутриреспубликанским потребителям в период действия заданий по его поставкам на внутренний рынок привело к значительному снижению цен на него, что позволило увеличить объемы закупки на внутреннем рынке и создать необходимые запасы к осенне-зимнему периоду 2001/2002 г. В целом для внутриреспубликанских нужд было отгружено 32,3 млн. т мазута, что на 3,1 млн. т (10,6%) выше, чем в 2000 г. Электростанции РАО “ЕЭС России” закупили за этот период 8,6 млн. т мазута, что было ниже объема 2000 г. на 1,1 млн. т (11,3%). Вместе с тем, на 4,1 млн. т (21%) увеличилась закупка мазута остальными российскими потребителями и составила 23,6 млн. т.

Внутриреспубликанское потребление отдельных видов ТЭР возросло: угля – на 1,7% (к факту 2000 г.), газа – на 2,2%, автобензина – на 1,7%, топочного мазута – на 10,6%, электроэнергии – на 1,4%. Потребление дизельного топлива снизилось на 5,2%.

На производство электроэнергии и теплоэнергии на электростанциях РАО “ЕЭС России” в 2001 г. было израсходовано 245,9 млн. т условного топлива против 243,2 млн. т условного топлива в 2000 г. При этом расход мазута и угля снизился соответственно на 2,2 и на 11,3%, расход газа возрос до 141,3 млрд. м³ (103,7%). Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в 2001 г. составил 339,1 г/(кВт·ч) против 341,2 г/(кВт·ч) в 2000 г.

Вывоз топливно-энергетических ресурсов из России в 2001 г. увеличился, превысив объем 2000 г. на 12,1 млн. т условного топлива (2,3%), а показатель утвержденного прогноза – на 53,3 млн. т условного топлива (10,9%) и составил 543,7 млн. т. Он был обусловлен ростом экспорта в дальнее зарубежье на 16,3 млн. т условного топлива (3,8%) при снижении вывоза в страны ближнего зарубежья на 4,2 млн. т условного топлива (4,1%).

Вывоз нефти за пределы России согласно отчетному балансу ТЭР возрос на 17,1 млн. т (11,8%) и составил 161,5 млн. т. Экспорт дизельного топлива вырос на 1,2 млн. т (4,9%) и составил 25,8 млн. т. Снизился экспорт: автобензина и топочного мазута соответственно на 16,7 и 5,6% и составил 3,5 и 18,6 млн. т. Экспорт электроэнергии (общий сальдо-переток) увеличился на 5,7% и составил 14,9 млрд. кВт·ч. Экспорт угля достиг 48 млн. т (рост на 8,8%), а газа снизился на 12,5 млрд. м³ (6,5%), со 192,6 млрд. м³ до 180,1 млрд. м³.

Поставки топливно-энергетических ресурсов по импорту в 2001 г. составили 29,1 млн. т условного топлива (на 28% ниже, чем в 2000 г.). Их основу составил ввоз из Казахстана угля и газа в объемах соответственно 26,8 млн. т и 3,1 млрд. м³.

Основными задачами ТЭК России на 2002 г. являются надежное и устойчивое обеспечение потребителей всеми видами топлива, энергии и углеводородного сырья в объемах, необходимых для нормального функционирования отраслей экономики и жизнедеятельности населения, выполнения обязательств по экспортным поставкам, платежам в бюджеты всех уровней и внебюджетные фонды.

На основании сценарных условий прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2002 г., представленных Минэкономразвития России, объем поставок топливно-энергетических ресурсов для внутриреспубликанских нужд определен в объеме 969,5 млн. т условного топлива, что на 18,8 млн. т (2,0%) выше факта 2001 г.

Добыча и производство основных видов первичных ТЭР в 2002 г. должны составить 1496,2 млн. т условного топлива (102,1% к факту 2001 г.), в том числе: добыча угля – 270 млн. т (100,2%), газа – 601,1 млрд. м³ (103,5%), производство электроэнергии на ГЭС – 170,9 млрд. кВт·ч (97,2%) и на АЭС – 143 млрд. кВт·ч (104,8%). Поставка нефти для переработки на НПЗ России определена в объеме 186 млн. т.

В прогнозе на 2002 г. предусмотрено увеличение поставки ТЭР на экспорт на 7,1 млн. т условного топлива, или на 1,3% против факта 2001 г.

Таким образом, для насыщения внутреннего рынка топливно-энергетическими ресурсами необходимо:

разработать и осуществить проведение экономических мероприятий по мобилизации организаций ТЭК на безусловное выполнение и перевыполнение объемов добычи и производства основных видов ТЭР, определенных балансовыми расчетами;

в целях гарантированного обеспечения потребителей внутреннего рынка основными видами топливных ресурсов продолжить использование балансовых методов регулирования поставок ТЭР на внутренний рынок, положительно зарекомендовавших себя в 1999 – 2001 гг.

Анализ состояния отраслей ТЭК, текущие проблемы, пути их решения и основные задачи на 2002 г. Газовая промышленность. Природный газ. Добыча газа в целом по России в 2001 г. составила 581,0 млрд. м³ (99,5% к уровню 2000 г. и 98,5% к показателю утвержденного прогноза). Из этого объема предприятиями ОАО “Газпром” добыто 511,9 млрд. м³, что ниже уровня 2000 г. на 11,2 млрд. м³ (2,1%). Предприятия нефтяной промышленности увеличили добычу газа на 4,1% и она составила 32,3 млрд. м³. Независимыми производителями добыто 31,5 млрд. м³ (прирост к 2000 г. 28,6%).

Снижение добычи газа по ОАО “Газпром” обусловлено: отставанием ввода производственных мощностей в 1997 – 2001 гг.; ухудшением условий разработки базовых месторождений, обеспечивающих около 80% добычи газа; сокращением поставок газа на экспорт из-за теплой зимы; отказом Украины закачивать российский газ в ПХГ на своей территории на условиях, существовавших до 2001 г.

Запасы газа в ПХГ на территории России составили 61,5 млрд. м³, что на 3,0 млрд. м³ больше задания, установленного постановлением Правительства от 23 мая 2001 г. № 408. Всего в ПХГ закачано 46,8 млрд. м³, в том числе в ПХГ России – 45,0 млрд. м³ (97,8% к 2000 г.).

Несмотря на снижение объемов добычи в 2001 г. потребителям России поставлено 406,9 млрд. м³ газа (102,2% к 2000 г.), в том числе предприятиям электроэнергетики 141,3 млрд. м³ (103,8%). В структуре потребления котельно-печного топлива электростанциями доля газа составляет 65%.

В страны Западной, Восточной Европы и Балтии согласно отчетному балансу ТЭР поставлено 131,5 млрд. м³ (98,5% к объему 2000 г.). Подача российского газа в страны ближнего зарубежья снизилась и составила 48,6 млрд. м³, или 82,2% от уровня 2000 г.

Продолжалась работа по реализации крупномасштабных проектов (Голубой поток, Ямал – Европа, СРТО – Торжок, газопровод Соболево – Петropavловск-Камчатский), введена в эксплуатацию I очередь Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения производительностью 35 млрд. м³ в год, восстановлены объекты газоснабжения Чеченской Республики.

Меры, предпринятые Правительством РФ по лимитированию и финансированию потребителей газа – получателей средств федерального бюджета, а также меры по ограничению поставок газа организациям-неплатящикам значительно улучшили ситуацию с неплатежами внутри страны: задолженность за поставленный газ российских потребителей сократилась в течение года с 80 млрд. руб. до 65 млрд. руб. со 100%-ной оплатой текущих поставок. Подписание соглашения о реструктуризации долгов с Украиной дает основание надеяться, что процесс возврата долгов за поставленный газ войдет в упорядоченное русло.

Сжиженные углеводородные газы. Усиление государственного контроля за производством и поставками сжиженных углеводородных газов на внутренний рынок и на экспорт позволило в 2001 г. довести их производство до 6850 тыс. т (104% к факту 2000 г.) и обеспечило поставки промышленности, автотранспорту и населению в объеме 2220 тыс. т (118% к факту 2000 г.), в том числе для бытовых нужд населению было направлено 1500 тыс. т (108% к факту 2000 г.). Потребление

сжиженных углеводородных газов в качестве сырья для нефтехимии возросло на 9% и достигло 3730 тыс. т.

Основные задачи на 2002 г.:

1. В соответствии с балансами газа Минэнерго России обеспечить: добычу газа в объеме 601,1 млрд. м³, поставку его на внутренний рынок в объеме 416,5 млрд. м³.

2. Произвести 6980 тыс. т сжиженного газа; поставить потребителям на территории России 6080 тыс. т, в том числе для бытовых нужд населения – 1530 тыс. т.

3. Принять участие в работе над Концепцией развития рынка газа в соответствии с решениями Правительства Российской Федерации, в разработке Концепции освоения месторождений полуострова Ямал, в формировании Концепции рынка сжиженных углеводородных газов.

4. Определить приоритетные направления инвестиционной политики в газовой промышленности.

5. Продолжить работу по совершенствованию процедур доступа независимых организаций к газотранспортным системам в рамках Комиссии Правительства Российской Федерации.

6. Совместно с Минэкономразвития России подготовить предложения о поэтапном повышении оптовых цен на сжиженные углеводородные газы для бытовых нужд населения.

7. Обеспечить выполнение постановления Правительства РФ от 29/XII 2001 г. № 910 в части разработки графиков прикрепления и балансовых заданий по сжиженным углеводородным газам.

8. Принять участие в координации работ и контроле за исполнением программ долгосрочного экономического сотрудничества со странами СНГ и планов действий министерства по реализации мероприятий к ним в газовой отрасли.

Добыча угля. Наиболее важными результатами 2001 г. являются сохранение высоких темпов роста производства угольной продукции и повышение технико-экономических показателей. В целом по России было добыто 269,3 млн. т угля (104,3% к объему 2000 г. и 104,0% к утвержденному прогнозу). Большая часть прироста добычи обеспечена за счет открытого способа. Его удельный вес в общем объеме добычи угля составил 64,2%. Коксующихся углей было добыто 65 млн. т.

Внутриреспубликанское потребление угля в 2001 г. составило 233,9 млн. т – на 2,3% больше, чем в предыдущем году, в том числе на ГЭН – 182,5 млн. т (+2,3%). На нужды коксования поставлено 42,1 млн. т (99,5% к объему 2000 г.).

Вывоз угля за пределы России в целом увеличился на 8,7% за счет роста экспорта в дальнее зарубежье и составил 48 млн. т, в том числе в дальнее зарубежье – 42,2 млн. т (рост на 10,9%). В ближнее зарубежье поставки угля сократились на 5,1% и составили 5,8 млн. т.

В 2001 г. достигнуты максимальные за всю историю развития отрасли значения таких показателей, как производительность труда, нагрузка на очистной забой, уровень комплексной механизации. Так, удельный вес добычи комплексно-механизированными забоями составил 95,0% (в 2000 г. – 94,2%); среднесуточная нагрузка на очистной забой в целом за год возросла на 15,9% и составила 1225 т/сут.; среднемесячная производительность труда рабочего по добыче угля составила 115,7 т/мес (в 2000 г. – 108,0 т/мес, темп роста – 107,1%). Выработка товарной продукции на одного работающего увеличивалась на 43,2% и составила 275,5 тыс. руб. на человека; травматизм со смертельным исходом сократился на 22%.

Средняя цена на угольную продукцию в 2001 г. составляла 289,9 руб., что на 77,7 руб. выше, чем в 2000 г. Объем средств бюджетного финансирования в 2001 г. составил 8,0 млрд. руб. и оставался практически на уровне 2000 г.

Прибыль от промышленной деятельности угольной отрасли в 2001 г. оценивается в размере 3,1 млрд. руб. (в 2000 г. убытки от промышленной деятельности угольной отрасли составляли 1,5 млрд. руб.). Объем выручки от реализации угольной продукции составил 66,4 млрд. руб. (+13,9 млрд. руб. к 2000 г.), уровень оплаты продукции денежными средствами и векселями – 69,0% (в 2000 г. – 57,5%).

Ликвидация особо убыточных шахт и разрезов. В соответствии с мерами по реализации “Основных направлений реструктуризации угольной промышленности России” на 1/I 2002 г. на 170 особо убыточных и опасных шахтах и разрезах прекращена добыча угля, из них на 153 работы по технической ликвидации в основном завершены.

Выбытие производственных мощностей предприятий, прекративших в 1994 – 2001 гг. добычу угля и сланца, составило 61,5 млн. т, в том числе в 2001 г. – 4,6 млн. т, а потери добычи угля в связи с проведением работ по их ликвидации – 21 млн. т, в том числе в 2001 г. – 0,9 млн. т. Однако уменьшение объемов добычи, связанное с закрытием предприятий, практически не оказало существенного влияния на обеспечение страны угольным топливом и наполнение рынка углем. Вместе с тем, реализация этого решения позволила улучшить структуру добычи угля подземным способом, повысить качество добываемых углей и оздоровить в целом экономику угольной отрасли.

Основные задачи на 2002 г.:

в соответствии с прогнозным балансом на 2002 г. добыча угля в целом по России должна составить 270 млн. т (100,2% к факту 2001 г.);

обеспечить ввод мощностей по добыче угля в объеме 16,1 млн. т в год;

обеспечить проведение горных выработок протяженностью 590 км, в том числе вскрывающих и подготавливающих выработок 475 км; объем вскрышных работ на угольных разрезах запланирован в объеме 708 млн. м³;

прекратить добычу угля и начать ликвидационные мероприятия на 6 шахтах и разрезах и завершить основные технические работы на 6 шахтах;

продолжить работу по снижению объемов кредиторской и дебиторской задолженности и повышению уровня оплаты потребителями угольной продукции денежными средствами;

совместно с РАО “ЕЭС России” и ФЭК разработать и реализовать согласованную программу действий, направленную на повышение доли угля в производстве электроэнергии;

разработать новые формы государственного финансирования угольной отрасли и механизм государственного финансирования инвестиций, направляемых в угольную отрасль и обеспечивающих расширенное воспроизводство мощностей.

Электроэнергетика. Производство электроэнергии в 2001 г. в целом по России составило 888,4 млрд. кВт·ч, или 101,2% к уровню 2000 г., или 98,0% к утвержденному прогнозу, в том числе на тепловых электростанциях – 576,3 млрд. кВт·ч (99,1% и 94,0%), ГЭС – 175,1 млрд. кВт·ч (105,9% и 106,8%) и АЭС – 137,0 млрд. кВт·ч (104,8% и 105,5%). Отпуск теплоэнергии потребителям составил 1409,3 млн. Гкал, что выше 2000 г. на 0,3% и ниже прогнозного показателя на 1,9%.

Потребление электрической энергии в целом по России за 2001 г. составило 875,4 млрд. кВт·ч, что выше уровня 2000 г. на 1,4%.

Установленная мощность электростанций на 1/I 2002 г. составила 205,4 млн. кВт, в том числе ТЭС – 139,8 млн. кВт, ГЭС – 44,3 млн. кВт, АЭС – 21,3 млн. кВт. Протяженность линий электропередачи 2630,5 тыс. км.

Впервые за последние 5 лет отмечено наибольшее накопление запасов топлива на объектах большой энергетики. К концу декабря 2001 г. запасы угля на электростанциях РАО “ЕЭС России” составили 19,1 млн. т, или на 35% выше норматива на эту дату, а запасы мазута – 3,1 млн. т (выше задания на 3,5%).

Полностью обеспечены топливом регионы, ранее относившиеся к числу “критических”. Вместе с тем, проблема взаимоотношений РАО “ЕЭС России” и коммунальной энергетики остается одной из самых крупных проблем экономики страны.

В ноябре – декабре 2001 г. в ряде регионов страны имели место нарушения энерго- и теплоснабжения потребителей как вследствие аварийных ситуаций, связанных с неблагоприятными гидрометеорологическими условиями, так и по причине неправильной эксплуатации энергетического оборудования.

На 1 января 2002 г. годовая программа ремонтных работ по ПАО “ЕЭС России” выполнена: по генерирующему оборудованию – на 96,5%, по энергетическим котлам – на 95%, по тепловым сетям – на 106,4%.

Впервые за последние годы энергетики полностью оплачивают текущее потребление топлива. Начато погашение ранее сложившейся кредиторской задолженности. Вместе с тем, эта задолженность остается высокой – по состоянию на 1/XII 2001 г. общие долги энергетиков за поставленное топливо, покупку электроэнергии на оптовом рынке и по оплате налогов составляли 180 млрд. руб.

За счет концентрации инвестиционных ресурсов на приоритетных направлениях капитального строительства и сооружении важнейших энергообъектов удалось увеличить темпы строительно-монтажных работ в 2–3 раза. Суммарный ввод мощностей на электростанциях всех типов составил 1330 тыс. кВт. В числе наиболее крупных объектов были введены в строй первый энергоблок Северо-Западной ТЭЦ мощностью 450 МВт, второй блок Харанорской ГРЭС (мощность 215 МВт) в Читинской области и второй агрегат Ирганайской ГЭС в Дагестане (107 МВт). Осуществлена пробная эксплуатация первого энергоблока уникальной Мутновской геотермальной электростанции на Камчатке (25 МВт). Завершено строительство нескольких стратегически важных электросетевых объектов.

Введено в действие 1638,7 км линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, 1322,2 км – напряжением 6, 10 кВ.

В 2001 г. продолжалась активная работа по развитию сотрудничества в области электроэнергетики в рамках Содружества Независимых Государств и со странами дальнего зарубежья. Увеличилось число энергосистем, работающих параллельно: уже работают синхронно энергосистемы Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Киргизстана, России, Таджикистана, Туркмении и Узбекистана. Осуществлялись поставки электроэнергии в энергосистемы стран дальнего зарубежья: в страны Балтии, Норвегию, Финляндию, Монголию и периодически – в Китай. Объемы экспорта электроэнергии (сальдо-переток) в дальнее зарубежье в 2001 г. составили 6,3 млрд. кВт·ч, в страны ближнего зарубежья – 8,6 млрд. кВт·ч.

В рамках выполнения постановления Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526 министерством были подготовлены соответствующие предложения по реформированию электроэнергетики. По плану мероприятий первого этапа реформирования электроэнергетики (распоряжение Правительства от 3 августа 2001 г. № 1040-р) подготовлены и представлены в Минэкономразвитии России заключения на ряд законопроектов.

Основные задачи на 2002 г.:

1. Обеспечение устойчивой работы ЕЭС России и надежного снабжения потребителей энергией в течение 2002 г. Проведение необходимого комплекса мероприятий по подготовке энергетических предприятий к работе в осенне-зимний период 2002/2003 г.

2. Выполнение решений Правительства по реализации постановления от 11/VI 2001 г. № 526 и распоряжения от 3/VIII 2001 г. № 1040-р по плану первоочередных мер по реформированию электроэнергетики.

3. Согласование с ОАО “Газпром” поставки в 2002 г. электростанциям 139,0 млрд. м³ газа, в том числе в I квартале 2002 г. – 44,3 млрд. м³.

4. Решение вопроса по стабилизации работы Приморской ГРЭС и реализации мер, направленных на улучшение работы Лучегорского угольного разреза в целях увеличения добычи угля.

5. Продолжение работы с региональными и местными органами власти по передаче функций энергосбыта от оптовых потребителей-перепроизводителей энергии акционерным обществам энергетики и электрификации.

6. Улучшение финансирования инвестиционных проектов.

7. Продолжение работы по изменению структуры используемого топлива на электростанциях с целью увеличения доли сжигания угля.

Охрана окружающей природной среды. В последние годы в ТЭК сохранялась тенденция снижения по всем показателям воздействия на окружающую природную среду. В 2000 – 2001 гг. в целом удалось сохранить достигнутые результаты. Общий объем выбросов загрязняющих веществ в 2001 г. сохранился на уровне 2000 г. Тем не менее в настоящее время на долю ТЭК приходится 48% общепромышленных выбросов загрязняющих веществ.

Сохранилась тенденция к уменьшению выбросов загрязняющих веществ в нефтеперерабатывающей промышленности и электроэнергетике, хотя по показателю выбросов загрязняющих веществ в атмосферу электроэнергетика остается на первом месте среди всех отраслей промышленности.

Значительная масса загрязняющих веществ приходится на продукты сжигания попутного нефтяного газа на факелях. Средний уровень использования ресурсов попутного нефтяного газа составляет в настоящее время лишь 80%. Принимаются меры по увеличению его использования. Определенных успехов в этом отношении достигли ОАО “Славнефть-Мегионнефтегаз”, ООО “ЛУКОЙЛ-Нижневолжск”, ОАО Сургутнефтегаз.

В последние годы значительно снизился объем водопотребления, что связано с увеличением использования систем оборотного водоснабжения, снижением закачки свежей воды для поддержания

пластового давления и проведением мероприятий по оптимизации схемы водного хозяйства, а также усилением контроля за расходованием воды.

Объем сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты в 2001 г. также сократился и по предварительным данным составил около 98% уровня 2000 г.

Предприятия ТЭК постоянно ведут работы по рекультивации и возврату пользователям загрязненных и нарушенных в процессе производственной деятельности земель.

В 2001 г. по сравнению с 2000 г. объем используемых на предприятиях отходов увеличился на 3,2%, а объем полностью обезвреженных токсичных отходов – на 8%. В последние годы снизилось образование опасных отходов на предприятиях нефтепереработки. В целом на долю ТЭК приходится около 22% образования токсичных отходов от общепромышленного объема.

В результате осуществления комплекса мероприятий по диагностике, повышения надежности работы оборудования и трубопроводов общее число порывов внутрипромысловых трубопроводов в 2001 г. по сравнению с 2000 г. снизилось на 2%. Тем не менее, общее число порывов все еще остается значительным.

На большинстве предприятий ТЭК созданы и функционируют специальные подразделения (службы) по ликвидации аварийных разливов и их последствий. В 2001 г. продолжались работы по внедрению систем производственно-экологического мониторинга (ПЭМ).

Продолжалась работа в рамках мероприятий Киотского протокола по проблеме выбросов пар-

никовых газов. Правильное определение стратегии участия России в данном процессе может привлечь в экономику страны и, прежде всего, в ее энергетический сектор, дополнительные инвестиции и способствовать ее развитию. В этой связи Минэнерго России должно определять формирование системы инвентаризации и мониторинга выбросов парниковых газов. В экологическом разделе ФЦП “Энергоэффективная экономика” предусмотрена разработка мероприятий по формированию такой системы.

Инвестиции в природоохранные мероприятия в целом по ТЭК в 2001 г. превысили 20 млрд. руб. Практически вся природоохранная деятельность в ТЭК осуществляется за счет собственных средств предприятий.

Основные задачи на 2002 г. Продолжить работу: по совершенствованию правовой и нормативно-технической документации, регламентирующющей обеспечение экологической безопасности и охрану окружающей среды в ТЭК;

по созданию в ТЭК отраслевой системы производственного экологического мониторинга и по расширению внедрения экологического аудита в ТЭК;

по созданию условий и привлечению инвестиций в ТЭК в рамках Киотского протокола к Рамочной Конвенции ООН об изменении климата;

по созданию в ТЭК эффективной системы по борьбе с аварийными разливами нефти и ликвидации их последствий;

совместно с МПР России продолжить работу по поэтапному внедрению обязательного экологического страхования.

С 25 по 28 марта 2003 г. в СК «Олимпийский» (Москва) состоится 8-я Международная выставка «Энергетика и энергосбережение» POWERTEK-Энергопрогресс`2003.

Организаторы выставки планируют расширить охват участников и тематические разделы.

Основные разделы выставки: производство электроэнергии; передача и распределение электроэнергии; турбо-, дизель- и гидрогенераторы; электроэнергетические и парогазовые установки; газотурбинные установки; паровые турбины малой мощности; электротехническое оборудование; высоковольтная и низковольтная аппаратура распределения и управления; электрогенераторы, электродвигатели, преобразователи; кабельно-проводниковая продукция, трансформаторы, изоляторы; трубопроводы и трубопроводная арматура; насосы и насосные системы; диагностическое оборудование; энергетическое машиностроение; теплообменное и емкостное оборудование; котлы теплообменники, теплогенерирующие установки; промышленные вентиляционные системы; конденсатоотводчики; теплоснабжение; автоматизированные системы управления, программное обеспечение; энергетика и экология; промышленная энергетика; нетрадиционная энергетика NEW!

В 7-й Международной выставке «Энергетика и энергосбережение» POWERTEK-Энергопрогресс`2002 приняли участие более 120 компаний из 18 стран мира; посетили выставку 5,5 тыс. человек!

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

О ресурсе энергетических объектов¹

Нечаев В. В., канд. техн. наук

РАО “ЕЭС России”

Авторами [1] поднят в статье весьма важный и актуальный вопрос о ресурсе оборудования, зданий и сооружений электростанций и раскрыт ряд сторон этой проблемы. В частности, проведен анализ отраслевой и стандартной (ГОСТ 27.002-89) терминологии в области ресурса, включая понятия предельного состояния, назначенного ресурса, паркового ресурса, индивидуального остаточного ресурса и срока службы; приведены показатели паркового ресурса паровых котлов и паровых турбин, элементы которых работают в условиях ползучести металла в соответствии с РД-10-262-98 и РД 153-34.1-17.421-98. Рассмотрены сроки службы оборудования, не имеющего таких элементов: турбогенераторов, гидрогенераторов, гидротурбин, трансформаторов, коммутационного электро-технического оборудования, кабелей, нормативные и реальные сроки службы зданий и сооружений, а также сроки амортизации, сделаны выводы.

Однако главный и, с нашей точки зрения, правильный посыл в начале статьи о том, что “мысль о скором выбытии из эксплуатации значительного числа энергетических мощностей из-за исчерпания ресурса работы оборудования” представляет собой такой подход, который “является упрощенным и содержит ряд неточностей”, требует своего развития, а п.1 выводов, в котором подчеркнуто, что к 2005 г. 85 млн. кВт выработают свой назначенный ресурс, хотя ранее в статье указывались причины, в силу которых “было принято решение отойти от понятия назначенный ресурс...”, противоречит этой тональности.

Ссылка авторов статьи на рассмотренный НТС РАО “ЕЭС России” доклад “О мерах по совершенствованию топливной политики в электроэнергетике на период до 2015 г.” создает впечатление, что именно НТС отмечает факт исчерпания ресурса 20% энергетического оборудования в настоящее время и его рост до 60% к 2015 г. Однако следует учесть, что упомянутый доклад, вынесенный на совместное рассмотрение НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики 28/III 2000 г., был подготовлен специально созданной рабочей группой, а в протоколе совместного засе-

дания НТС и Научного совета РАН ни в констатирующей, ни в постановляющей части эти цифры не приводились.

Тем не менее было бы полбеды, если бы только в упомянутом докладе говорилось о лавинообразных темпах старения российской электроэнергетики. Этот тезис в течение ряда лет широко используется во многих, в том числе авторитетных отраслевых и межотраслевых научных работах и исследованиях. Можно привести некоторые примеры оценок и прогнозов крупномасштабного исчерпания ресурса генерирующих мощностей в отечественной электроэнергетике и его тяжелых возможных последствий.

Так, в итоговом докладе (июнь 1995 г.) “Совместное исследование альтернатив развития электроэнергетики. Инвестиционная программа для России”, подготовленном для Энергетического комитета совместной Российско-Американской комиссии по экономическому и техническому сотрудничеству и известном под аббревиатурой СИАРЭ, в частности, говорится (стр. 12):

“К 2010 г. тепловые электростанции мощностью около 80 млн. кВт полностью отработают свой расчетный ресурс. Эта мощность, примерно поровну распределенная между ТЭЦ и конденсационными ТЭС, составляет около 40% всей сегодняшней генерирующей мощности России. К 2000 г. истечет срок эксплуатации электростанций общей мощностью около 39 млн. кВт, из которых более 13 млн. кВт уже превысили предельный срок службы.

Результаты моделирования показывают, что на новые и реконструируемые тепловые электростанции придется 75 – 80% всего объема планируемых вводов генерирующих мощностей.

При высоком росте электропотребления к 2000 г. потребуются вводы новой и замещение выбывающей мощности в объеме примерно 28 млн. кВт, а при низком – 9 млн. кВт”.

В материалах Международной научно-практической конференции “Экология энергетики 2000” (18 – 20 октября 2000 г.), организованной РАО “ЕЭС России” и МЭИ, приводятся несколько иные цифры (стр. 16):

“К 2000 г. достигли предельной наработки 30,9 млн. кВт (18%) мощности электростанций России, в том числе ТЭС – 9,6 млн. кВт (7,3%), ГЭС – 21,3 млн. кВт (49,6%)... В настоящее время

¹ По поводу статьи Кучерова Ю. Н., Купченко В. А., Демкина В. В. “О ресурсе энергетических объектов”. – Электрические станции, 2001, № 11

величина мощности устаревшего оборудования составляет около 40 млн. кВт, к 2005 г. она достигнет 80 млн. кВт и к 2010 г. – 115 млн. кВт”.

В [2, стр.9] отмечается, что “в электроэнергетике России лавинообразно развивается процесс старения оборудования”, а на стр. 44, где речь идет о техногенных угрозах энергетической безопасности, прямо говорится, что “в последнее время эти угрозы становятся все более реальными из-за значительного старения оборудования на электростанциях, в электрических и тепловых сетях...”.

При этом цифры, характеризующие значение мощностей оборудования, уже выработавшего ресурс, и их значение на перспективу существенно отличаются от значений, приведенных ранее:

“Мощность турбинного оборудования, выработавшего ресурс, в 1995 г. составляла 30,1 млн. кВт, в том числе на ТЭС – 15,5 млн. кВт (51,5%) и на ГЭС – 14,6 млн. кВт (48,5%). К концу 2000 г. она выросла на ТЭС еще на 8,6 млн. кВт, на ГЭС – на 5,8 млн. кВт. К 2005 г. выработают ресурс около 3,8 млн. кВт мощностей АЭС, а к 2010 г. их величина достигнет 8,4 млн. кВт, что составит 39% установленной мощности АЭС. В итоге суммарная мощность оборудования, выработавшего ресурс, на всех типах электростанций России в 2000 г. составила 40 млн. кВт, в 2005 г. – 83,8 млн. кВт, а в 2010 г. – 105,8 млн. кВт, что в 3,5 раза больше, чем в 1995 г... По состоянию на 01/1 1999 г. мощность турбинного оборудования ЕЭС России, отработавшего парковый ресурс, составила 31,1 млн. кВт, из них 54,2% – на ГЭС и 45,8% – на ТЭС”.

Об угрозе энергетической безопасности России говорится также и в [3], стр. 40:

“За последние годы в электроэнергетике России в значительной степени возрос и продолжает быстрыми темпами возрастать объем устаревшего оборудования, выработавшего свой проектный ресурс и требующего замены, модернизации и реконструкции. Дефицит инвестиций не позволяет осуществлять в необходимом объеме техническое перевооружение объектов электроэнергетики, что приводит к потере электроэнергетического потенциала страны и создает угрозу ее энергетической безопасности”.

В концепции технического перевооружения ТЭС РАО “ЕЭС России” и ОАО-энерго на период до 2015 г. ОАО “Институт Теплоэлектропроект” приводит следующие цифры выработки паркового ресурса мощностей ТЭС (иногда это мощности ТЭС, исчерпывающие парковый ресурс паровых турбин): до 2005 г. – 46,8 млн. кВт, до 2010 г. (включительно) – 70,6 млн. кВт и до 2015 г. – 84,7 млн. кВт. При этом делается следующее заключение:

“Как показывает анализ, ресурс части оборудования может быть продлен, однако по прогнозной

оценке к 2010 г. около 40 млн. кВт, или 24% генерирующих мощностей, достигнут предельного состояния (по металлу) и дальнейшая их эксплуатация станет технически невозможной”.

Картину разнообразия цифр и понятий (в терминах различных видов ресурса) могут дополнить выдержки из важной работы ОАО “Институт Энергосетьпроект” “Корректировка Схемы развития ЕЭС и ОЭС России на период до 2010 г. с перспективой до 2005 г.” (краткий доклад):

“В 2000 г. достигли предельной наработки 34 млн. кВт, или 16% мощности электростанций России, в том числе ГЭС – 22 млн. кВт, ТЭС – 12 млн. кВт. В дальнейшем ситуация со старением основного энергетического оборудования будет ухудшаться: так, к 2005 г. 74 млн. кВт, а к 2010 г. 104 млн. кВт, или около 50% действующего в настоящее время оборудования ТЭС и ГЭС, выработают свой ресурс. К 2015 г. парковый ресурс выработают 125 млн. кВт мощностей ГЭС и ТЭС”.

В ряде работ исчерпание генерирующими оборудованием паркового ресурса изображается графически в виде выбытия из баланса соответствующих мощностей, например, рис. на стр. 3 – 8 доклада Энергосетьпроекта, где говорится, что “с учетом отработки генерирующими оборудованием паркового ресурса и ростом потребности в установленной мощности дефицит мощности в 2005 г. достигнет 87 млн. кВт, в 2010 г. 143 млн. кВт и в 2015 г. 197 млн. кВт”.

Даже из этого, далеко не полного перечня работ последних лет можно сделать вывод о том, что тезис об исчерпании физического ресурса генерирующих мощностей в отечественной электроэнергетике в последнее десятилетие стал отправной точкой и стратегической основой большинства построений и моделей ее перспективного развития. При этом специалистами высказывается мнение, что исчерпание паркового ресурса своего рода сигнал, последний этап перед проведением технического перевооружения, что к этому моменту на электростанции должен быть выбран вариант технического перевооружения, проведены необходимые НИОКР и проектно-конструкторские проработки и даже должно быть завезено оборудование. Это вызывает необходимость более внимательно рассмотреть, насколько указанный тезис обоснован с научной точки зрения и с точки зрения многолетней практики эксплуатации и ремонта оборудования электростанций.

Первое, что бросается в глаза, это недопустимый разброс количественных оценок мощностей оборудования, вырабатывающего ресурс. Если хотя бы часть их свести вместе, то получится следующая картина, **табл. 1**.

Этот факт уже вызывает сомнения в правомерности принимать за основу любую из приведенных в **табл. 1** цифр.

Второе – это разнотечения в терминологии. В выдержках, приведенных ранее, и других работах (в том числе [4]) говорится о “предельной наработке”, “устаревшем оборудовании”, “предельном сроке службы”, “предельной наработке”, “морально устаревшем оборудовании” и просто “устаревшем оборудовании”. Приводятся данные по “мощности турбинного оборудования, выработавшего ресурс”, “выработке ресурса”, “выработке паркового ресурса”, “о выработке проектного ресурса”, о “предельном состоянии” и “парковом ресурсе”.

В методическом отношении достаточно сложно обеспечить необходимую точность прогноза объемов оборудования, вырабатывающего даже парковый ресурс, если учесть трудности прогнозирования условий его эксплуатации на 10–15 лет вперед. Эта сложность возрастает при индивидуальном ресурсе, так как его величина назначается по результатам инструментальной оценки фактического состояния узлов оборудования после исчерпания ими паркового ресурса. И уже совсем невозможно оценить сроки эксплуатации после исчерпания индивидуального ресурса, что не исключается, например, в “Проекте программы развития и концепции технического перевооружения гидроэнергетики России на период до 2015 г.” (разработка РАО “ЕЭС России”, ассоциации Гидропроект, ОАО “Институт Гидропроект”, ОАО Энергосетьпроект, ОАО Ленгидропроект, 2000 г.).

Несмотря на эти методические трудности главным препятствием, ставящим под сомнение саму возможность использования в расчетах перспективных балансов оценок генерирующих мощностей, исчерпывающих те или иные виды ресурса, является вопрос о том, насколько правомерно распространять ресурсные критерии, относящиеся к узлам и элементам оборудования, на само оборудование – котельные и турбинные установки и тем более на энергоблоки и электростанции в целом.

Основополагающий в этом отношении документ [5] как в самом своем названии, так и в содержании касается лишь основных элементов котлов, турбин и трубопроводов ТЭС, но никак не котельных и турбинных установок в целом. В разделах “Методы, объемы и сроки проведения контроля состояния металла и сварных соединений энергооборудования”, “Основные методические положения по проведению контроля металла” и “Критерии оценки состояния металла” рассматриваются группы таких элементов и узлов в пределах котлов и турбин. Общим правилом является указание паркового ресурса именно для элементов и узлов. Вряд ли оправданным отступлением от этого правила является указание паркового ресурса для турбин в целом (§ 2.2), так как последующие разделы [5] оперируют только с элементами и узлами турбин.

Служебные функции паркового ресурса при назначенных уровнях наработок применительно как к элементам котлов, так и к элементам турбин являются достаточно скромными. Так, из 16 позиций элементов турбин, для которых в [5] установлены периодичность, объем и методы контроля, лишь для 4 позиций используется показатель паркового ресурса. В остальных случаях периодичность проведения контроля определяется интервалами последовательных наработок 25, 50 или 100 тыс. ч, или числом 150, 300 пусков.

Согласно [6] продлен срок эксплуатации многих роторов турбин мощностью до 800 МВт включительно с параметрами пара на выходе 13–14 МПа и 530–550°C до 300 тыс. ч, что значительно превышает парковый ресурс этих турбин, установленный в зависимости от завода-изготовителя на уровне 100, 170 или 220 тыс. ч, и тем самым свидетельствует о значительных запасах, принятых при назначении паркового ресурса.

Таблица 1

Оценки мощности оборудования, вырабатывающего ресурс на ТЭС и ГЭС по годам по различным источникам, ГВт

Станции	1995 г.	1998 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
ТЭС	13 15,5	16,9	39 9,6 24,1 12,0	46,8	80 70,6	84,7
ГЭС	14,6	14,2	21,3 20,4 22,0	–	–	–
Сумма ТЭС + ГЭС (без АЭС)*	30,1	31,1	38,8 30,9 40,0 44,5 34,0	85 77,6 80,0 80,0 74,0	105,1 100 – 107 115 97,4 104,0	–

* Не является суммой предыдущих позиций.



Ретроспективная динамика последовательного уточнения ресурса металла элементов и узлов турбинного оборудования 13 – 24 МПа, 540 – 560°C (цилиндры, роторы ВД и СД, стопорные, регулирующие клапаны и др.):

I – назначение второго индивидуального ресурса; II – выполнение мероприятий по восстановлению свойств металла до исходного состояния и продление ресурса; III – замена элемента или узла на новый

Необходимо уточнить некоторые терминологические моменты в области ресурса элементов оборудования, работающих в условиях ползучести. Следует отметить, что парковый ресурс, так же как и индивидуальный, представляют собой все тот же назначенный ресурс, который в первом случае относится к множеству однотипных элементов, работающих в сходных по эксплуатационным параметрам условиях, а во втором – к конкретному элементу и конкретным условиям его работы. Принципиальным отличием этих назначенных ресурсов от понятия назначенный ресурс по ГОСТ 27.002-89 “Надежность в технике. Термины и определения” является то, что эксплуатация объекта при достижении установленной парковым или индивидуальным ресурсам наработки не прекращается. При этом было бы неосторожно понимать под индивидуальным ресурсом величину наработки, после исчерпания которой металл узла однозначно переходит в предельное состояние и соответствующий узел должен быть выведен (изъят) из эксплуатации. Исчерпание индивидуального ресурса означает лишь то, что с определенной вероятностью могут иметь место следующие варианты:

вполне работоспособное состояние металла узла, для которого возможно определить новый индивидуальный ресурс;

металл узла получил повреждения и имеет пониженные прочностные характеристики, которые требуют выполнения мероприятий по их устранению (снятие поверхностного слоя, восстановительная термообработка и др.) и восстановлению его свойств вплоть до исходных с соответствующим продлением ресурса;

металл узла получил повреждения, устранение которых известными способами потребует неоправданно больших затрат и экономически более эффективной окажется замена соответствующего узла (предельное состояние).

Применительно к элементам оборудования группы В (энергоустановки на параметры пара 13 – 24 МПа, 540 – 560°C, мощностью до 300 МВт включительно) схема последовательных оценок и уточнений ресурса металла показана на рисунке.

Здесь следует отметить, что разработанная в СССР всеобъемлющая система эксплуатационно-

го контроля, развитый статистический анализ и исследования свойств и повреждений длительно работающего металла термонапряженных узлов энергооборудования обеспечили и продолжают обеспечивать высокий прогнозируемый уровень надежности его работы. Эта система в свое время являлась лучшей в мире и пока еще сохраняет свои позиции. Блестящим примером, подтверждающим эти слова, является работа [6], высветившая большие возможности и резервы в области ресурса и надежности металла цельнокованых роторов паровых турбин.

Вместе с тем, металл термонапряженных узлов – это хотя и весьма важная, но всего лишь одна составляющая в ряду технологических элементов и звеньев, ресурс которых определяет надежность и экономику работы энергоустановки.

Ресурс элементов и узлов электротехнического оборудования, технологических зданий и сооружений электростанций требует столь же стройной системы контроля, исследований и нормативно-технического обеспечения, как и та, что существует в области металла.

Последствия от тяжелых аварий с турбогенераторами или в результате обрушений кровли из-за потери несущей способности конструкций ферм, падения плит стеновых ограждений или перекрытий, выхода из строя дымовых труб или градирен могут быть не менее серьезными, чем при повреждениях металла термонапряженных узлов энергооборудования. Поэтому вряд ли оправдано терминологическое разделение понятий “ресурс” и “срок службы” по критерию ответственности элемента.

На данном этапе, если отвлечься от экономической функции срока службы, формирующей амортизационную составляющую в тарифе, и учесть, что и тот и другой термины не означают, что после их исчерпания будет достигнуто предельное состояние соответствующего узла, можно полагать, что для любых технологических звеньев как в области теплоэнергетического или электроэнергетического оборудования, так и в области технологических зданий и сооружений ресурс и срок службы являются тождественными понятиями. Собственно это вытекает и из инструкции [5], в самом названии которой говорится о продлении срока

службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов, а в тексте речь идет о различных видах ресурсов.

В процессе эксплуатации электростанций важно уметь правильно ориентироваться в “поле ресурсов” различных технологических элементов оборудования, зданий и сооружений и вырабатывать оптимальную по надежности и экономичности тактику и стратегию продления и восстановления их ресурса. Актуальность этой задачи будет возрастать по мере дальнейшего увеличения наработки действующих электростанций.

Для иллюстрации сказанного в [табл. 2](#) приведено упрощенное поле ресурсов различных элементов оборудования, зданий и сооружений, а вертикальными пунктирными линиями в качестве примера очерчены границы зоны, в которую попадают 78 конденсационных энергоблоков типа К-300-240 14 действующих ГРЭС. Первый энергоблок К-300-240, станц. № 5 был введен на Черепетской ГРЭС в 1963 г. (линия Б) и последний на Рязанской МГДЭС – в 1988 г. (линия А).

Указанная группа энергоустановок обладает большим ресурсным потенциалом и может еще длительное время находиться в работе, несмотря на то, что по ряду позиций электротехнического оборудования и технологических зданий и сооружений назначенный ресурс исчерпан.

Вместе с тем, следует еще раз подчеркнуть, что [табл. 2](#) приведена лишь в иллюстративных целях. Каждая ресурсная линия на ней характеризует лишь усредненный ресурс того или иного элемента, оценки которого взяты из различных источников, в том числе из [1] и [7]. На самом деле, даже в пределах одной электростанции ресурс однотипных элементов оборудования, зданий и сооружений неодинаков и зависит от многих внешних и внутренних факторов, включающих условия, в которых в период эксплуатации работает конкретный элемент, качество его исполнения, прочностные характеристики и физико-химические свойства использованных материалов, обоснованность проектно-конструкторских решений, расчетов и выбранных коэффициентов запаса прочности и т.п.

В методическом отношении ресурсные показатели, данные в часах наработки или в дискретных единицах пусков – остановов, отключений – включений и др., должны быть корректно переведены в календарное время, особенно при прогнозировании их величины на перспективу.

Изложенное также подтверждает положение в [1] о важности диагностики состояния элементов и узлов оборудования и сооружений, необходимости оснащения их диагностической аппаратурой и средствами обработки соответствующей информации для управления ресурсами и обеспечения надежной работы энергоустановок.

Активное использование тезиса о выводе из баланса по условиям физического старения многих миллионов киловатт энергетических мощно-

стей электростанций, когда под физическим старением понимается исчерпание паркового ресурса отдельных элементов оборудования, и в тактическом и в стратегическом планах наносит вред российской электроэнергетике.

Это проявляется в не вполне корректном утверждении о том, что через 3 – 5 лет в электроэнергетике России иссякнут резервы и возникнет дефицит генерирующих мощностей, а также в том, что исчерпание физического ресурса элементов оборудования ТЭС представляет угрозу энергетической безопасности России.

Это способствует ослаблению работы по ликвидации значительных разрывов и ограничений между установленной и располагаемой мощностью электростанций, составляющих только на ТЭС 16 млн. кВт, прямо или косвенно позволяет мириться в некоторых случаях с запущенностью эксплуатации и ремонта ТЭС.

Это дает повод к серьезной недооценке российских энергетических компаний на внутренних и внешних фондовых рынках.

Следует иметь в виду и готовиться к тому, что современным электростанциям России придется работать не 5, не 10 и даже не 15 лет. Большая часть из них будет востребована и через 25 – 30 лет, а процесс морального обновления электроэнергетики России растянется на годы и будет активно протекать лишь в условиях процветания экономики страны.

Основанием для такого далеко не оптимистического вывода является то, что в настоящее время и на перспективу экономика и ценообразование в электроэнергетике не способствуют техническому перевооружению и реконструкции электростанций на базе новых технологий, а резервы генерирующих мощностей еще значительны.

Исторически в СССР и в России масштабный научно-технический прогресс в электроэнергетике осуществлялся посредством наращивания строительства новых электростанций в условиях постоянного дефицита мощностей и нет причин считать, что этот принцип в предстоящие годы будет нарушен.

Попытки связать начало технического перевооружения с исчерпанием паркового или даже индивидуального ресурса каких-либо элементов оборудования, в том числе ЦВД или РВД турбин, рассчитанные на устрашение надвигающейся угрозой лавинообразной потери электроэнергетического потенциала российских ТЭС, катастрофического снижения надежности их работы, резкого возрастания затрат, не подтверждаются практикой эксплуатации и ремонта на длительно работающих электростанциях и не могут быть стратегической основой для разворота этой важнейшей фазы развития российской электроэнергетики. В настоящее время нет убедительных данных о том, что резко возросли статистические показатели по аварийности и физические объемы ремонтных работ в свя-

Таблица 2
Поле ресурсов элементов технологического оборудования, зданий и сооружений ТЭС

Элементы оборудования, технологических зданий и сооружений	Срок службы, ресурс*, лет					Примечание
	0	25	50	75	100	
Элементы котлов						
Барабаны, сталь 22к, 16 ГНМА			50	67,5		Парковый и индивидуальный ресурс
Коллекторы, сталь 12ХМФ, 545°C		33,3	45			То же
То же > 545°C		25	33,75			“ “
Поверхности нагрева (природный газ)	16,7					
Элементы турбин						
Корпусы цилиндров, сопловые коробки		36,7	49,5			Парковый и индивидуальный ресурс
Корпусы стопорных, регулирующих, защитных клапанов, патрубки паровпусксов		36,7	49,5			То же
Цельнокованые валы ВД и СД		36,7	49,5			“ “
Пароперепускные трубы (гибы)		36,7	49,5			“ “
Главные паропроводы						
Прямые трубы 13 – 25,5 МПа, 545 – 565°C	13,3		53,3			Диапазон паркового ресурса
Гибы труб 13 – 25,5 МПа, 545 – 565°C	11,7		41,7			То же
Электротехническое оборудование						
Турбогенераторы		30				Срок службы по ГОСТ
Силовые трансформаторы		25				То же
Выключатели на напряжение больше 1000 В		25				“ “
Силовые кабели стационарной прокладки		30				“ “
Элементы технологических зданий и сооружений						
Металлические башенные градирни		25				Срок службы по нормам амортизации
Металлические дымовые трубы		25				То же
Железобетонные башенные градирни		35				“ “
Металлические стеновые панели		35				Оценка ОРГРЭС
Металлический профилированный настил кровли		35				То же
Железобетонные плиты покрытия мелкоразмерные		35				“ “
Железобетонные дымовые трубы			50			Срок службы по нормам амортизации
Стеновые железобетонные панели			50			Оценка ОРГРЭС
Крупноразмерные железобетонные плиты покрытия			50			То же
Перекрытия с динамической нагрузкой			50			“ “
Фундаменты под оборудование			70			“ “
Перекрытия со статической нагрузкой			70			“ “
Стены кирпичные			70			“ “
Каркас зданий металлический			70			“ “
Каркас зданий железобетонный				80		“ “
Фундаменты главного корпуса					100	Оценка ОРГРЭС
	A	B				

* Для ресурсов элементов, выраженных в часах, условно принята наработка 6000 ч в календарном году.

зи с исчерпанием ресурса металла термоапряженных элементов энергооборудования, а существующая динамика возрастания стоимости ремонтных работ имеет иную, не всегда связанную с физическими объемами природу.

Вместе с тем, было бы большой и опасной ошибкой пренебречь проблемами физического старения оборудования, зданий и сооружений ТЭС и особенно интенсивно нарастающими проблемами морального старения действующих технологий российских ТЭС.

Именно эти два фактора по отдельности или в комбинации должны стать стратегической основой технического перевооружения и реконструкции действующих ТЭС при сугубо индивидуальном к ним подходе.

При этом под физическим старением следует понимать не событие выработки паркового (или индивидуального) ресурса тех, или иных элементов теплоэнергетического оборудования, а такой уровень физического износа энергоустановки в целом, при котором имеет место низкая ее работоспособность по показателям готовности, реальной располагаемой мощности, маневренности, безотказности и безопасности, с одной стороны, высокие удельные расходы топлива на производство электроэнергии и тепла и выбросы в атмосферу тепличных газов, включая NO_x , SO_2 , CO_2 – с другой. Работа такой энергоустановки оказывается неэффективной, а затраты на устранение всех недостатков становятся сопоставимыми с капитальными и создание новой электростанции.

Такое состояние может быть как следствием исчерпания ресурса большинства технологических звеньев энергоустановки, включая здания и сооружения, так и результатом низкого уровня эксплуатации и ремонта, недостатка финансирования, низкого технического уровня оборудования и технологий, что может привести к необходимости вывода установки из эксплуатации и ее демонтажу задолго до выработки ресурса основных ее элементов. Примером могут служить газотурбинные установки ГТУ-100, низкий технический уровень и ненадежная работа которых стали причиной повсеместного их вывода из работы и демонтажа.

Вместе с тем, в перспективе в условиях назревающей мобилизации действующих мощностей в отрасли в законодательном порядке должна быть выработана четкая процедура признания энергоустановки неэффективной и последующего вывода ее из эксплуатации.

В настоящее время такая система отсутствует. Нельзя допустить создания искусственного дефицита мощностей в результате того, что новые собственники будут по собственному усмотрению определять целесообразность или нецелесообразность дальнейшей работы энергоблока или электростанции в целом. Однако этот вопрос выходит за рамки настоящего отклика и требует отдельного рассмотрения.

Выводы

Принимая во внимание слабые темпы обновления российских ТЭС на базе новых технологий как следствие недостатка инвестиций, а также неконкурентоспособности этих технологий в условиях низких экономически не выгодных для технического перевооружения тарифов на электроэнергию и цен на топливо, с одной стороны, и наличие на электростанциях резервов мощности в условиях медленно растущих нагрузок потребителей – с другой, действующие ТЭС еще длительное время будут востребованы в перспективных балансах мощности и электроэнергии.

Электростанции и энергоустановки в их составе относятся к сложным восстанавливаемым системам, поэтому понятия парковый и индивидуальный ресурс термоапряженных работающих в условиях ползучести элементов и узлов теплоэнергетического оборудования не следует использовать для характеристики ресурса турбин, котлов и энергоблоков в целом и особенно в качестве факторов, обосновывающих вывод из баланса мощностей электростанций, элементы и узлы оборудования которых выработали илирабатывают в перспективе парковый или индивидуальный ресурс.

Действующая система контроля, исследований и нормативно-технического обеспечения надежной и безопасной работы металла элементов и узлов теплоэнергетического оборудования, практика его эксплуатации и проведения ремонтно-восстановительных мероприятий свидетельствуют о значительном имеющемся потенциале ресурса длительной работы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов ТЭС.

Этот же вывод, исходя из имеющихся оценок и опыта эксплуатации, можно сделать и в отношении ресурса элементов электротехнического оборудования, технологических зданий и сооружений при условии нормально функционирующей системы ремонтного обслуживания и дальнейшего ее совершенствования.

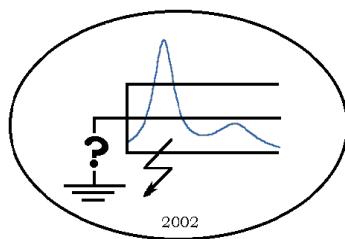
В целом это позволяет говорить о значительных резервах работоспособности российских ТЭС, факторы физического износа и старения технологических элементов и узлов которых не носят катастрофического характера и вполне преодолимы. Можно также утверждать, что с учетом значительного разброса реальных величин ресурса конкретных элементов и узлов от его усредненных значений применительно к любым технологическим элементам угрозы лавинообразного выхода из строя оборудования и сооружений не существует.

Вместе с тем, работа по исследованию и обобщению опыта длительной эксплуатации электротехнического оборудования, технологических зданий и сооружений, разработка на этой основе соответствующих показателей ресурса и системы

нормативно-методического обеспечения этой сферы требуют активизации и совершенствования как на уровне электростанций, так и на отраслевом уровне. При этом за образец может быть взята система нормативно-технического обеспечения надежной и безопасной работы металла элементов теплоэнергетического оборудования.

Список литературы

1. Кучеров Ю. Н., Купченко В. А., Демкин В. В. О ресурсе энергетических объектов. – Электрические станции, 2001, № 11.
2. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (проблемы функционирования и развития электроэнергетики). М.: Знание, 2001.
3. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России / Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С. М.: Энергоатомиздат, 2001.
4. Топливная политика в электроэнергетике. Материалы совместного заседания НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики. М.: Фолиум, 2000.
5. Типовая инструкция на контроль металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. РД-10-262-98, РД 153-34.1-17.421-98.
6. Резинских В. Ф. Ресурс и надежность металла цельнокованных роторов паровых турбин. Автореф. дис. на соиск. учен. степени д-ра техн. наук. М., 2001.
7. Осоловский В. П. Проблемы повышения эксплуатационного ресурса производственных зданий и сооружений энергопредприятий. – В кн.: Научно-технический и производственный сборник “Безопасность энергетических сооружений”. НИИЭС, 2002, вып. 9.



**15 – 17 октября 2002 года
в Новосибирском государственном техническом
университете (НГТУ) состоится вторая научно-
техническая конференция
“ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И РЕЖИМЫ
ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ СЕТЕЙ 6 – 35 кВ”**

Научные направления конференции:

1. Опыт эксплуатации сетей 6 – 35 кВ.
2. Исследование переходных процессов, сопровождающих однофазное замыкание в сети 6 – 35 кВ с различными режимами заземления нейтрали.
3. Способы ограничения перенапряжений.
4. Параметры и конструктивное исполнение устройств для ограничения перенапряжений.
5. Практика эксплуатации устройств для ограничения перенапряжений в сетях 6 – 35 кВ.

Срок представления докладов – до 1 сентября 2002 года.

Справки можно получить:

630092, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, НГТУ, кафедра “Электрические станции”,
Виштибеев Алексей Владимирович, ученый секретарь конференции.
Тел: (8-3832)-46-13-73, Факс (8-3832)-46-13-53, e-mail: axe@pst.power.nstu.ru
ПНП БОЛИД, Сарин Леонид Иванович
Тел: (8-3832)-28-98-54, тел., факс (8-3832)-49-43-63, e-mail: bolid@online.sinor.ru

Уважаемые читатели!

Редакционная коллегия журнала считает актуальными поднятые в статье Ю. С. Железко вопросы и обращает ваше внимание на отмеченные автором статьи несоответствия Правил сертификации электрической энергии, зарегистрированных Министром РФ, постановлению Правительства Российской Федерации от 13/VIII 1997 г. № 1013 и ГОСТ 13109-97.

Целесообразно дальнейшее обсуждение на страницах журнала содержащихся в статье проблем для уточнения их понимания и поиска путей их решения.

О нормативных документах в области качества электроэнергии и условий потребления реактивной мощности

Железко Ю. С., доктор техн. наук

ОАО ВНИИЭ

В течение длительного времени (в области потребления реактивной мощности с начала 30-х годов, а в области качества электроэнергии с 1984 г.) взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии регулировались скидками (надбавками) к тарифам на электроэнергию. В области реактивной мощности аналогичная практика существовала и за рубежом. О практике зарубежных энергосистем в части качества электроэнергии подробнее будет сказано далее.

С развитием рыночных отношений в нашей стране усилилось внимание к правовому статусу нормативных документов, затрагивающих экономические интересы сторон договорных отношений. Такие документы должны в обязательном порядке пройти регистрацию в Минюсте и быть опубликованными в открытой печати. Действовавшая до 1 января 2001 г. Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию, которой устанавливались указанные скидки (надбавки), была утверждена Госкомцен РФ и Минтопэнерго РФ 30 ноября 1993 г. и 28 декабря 1993 г. зарегистрирована Министром РФ за № 449. Однако 24 апреля 2000 г. письмом № 3053-ЭР в адреса Федеральной энергетической комиссии и Минтопэнерго России [1] Минюст сообщил, что упомянутая Инструкция вошла в противоречие с законодательными и иными правовыми актами более высокого уровня, принятыми после регистрации Инструкции, в связи с чем она должна быть приведена в соответствие с действующим законодательством или отменена. Приказом Минэнерго России от 28 декабря 2000 г. № 167 Инструкция была признана утратившей силу с 1 января 2001 г.

Далее в статье излагаются технико-экономические и правовые аспекты совершенствования нормативных документов в указанных областях.

О технико-экономической целесообразности нормирования уровней потребления и генерации реактивной мощности потребителями и их влияния на качество электроэнергии в сетях общего назначения. Реактивная мощность. Из-

вестно, что большинство электроприемников (все двигатели, электромагнитные устройства и т.п.), а также средства преобразования параметров электроэнергии (например, трансформаторы) в силу своих физических свойств требуют для своей работы кроме активной энергии, поступающей односторонне из сети в электроприемник, некоторой "обменной" энергии, которая в течение половины периода основной частоты сети направлена в сторону электроприемника, а в течение другой половины периода – в обратную сторону. Эта энергия, необходимая для создания электромагнитного поля, получила название реактивной. Она не совершает никакой работы и сама по себе не в состоянии превратиться в какую-либо полезную вещь. Поэтому ее невозможно рассматривать как самостоятельный товар. Реактивная энергия создает условия, в которых активная энергия совершает работу.

На создание реактивной энергии топливо практически не расходуется. Однако эта "обменная" энергия загружает электрические сети, отнимая некоторую часть их пропускной способности и приводя к дополнительным потерям активной энергии. В частности, если предприятие потребляет, например, 4 единицы активной энергии и дополнительно "гоняет" по сети 3 единицы реактивной энергии, сеть оказывается загруженной на $\sqrt{4^2 + 3^2} = 5$ единиц, а потери в ней возрастают с величины, пропорциональной $4^2 = 16$ единицам, до величины, пропорциональной $4^2 + 3^2 = 25$ единицам. В результате сеть загружается на 25% больше, а потери в ней становятся на 56% больше по сравнению с режимом передачи только активной энергии.

В то же время реактивная энергия легко может производиться непосредственно в местах, где она требуется, с помощью конденсаторных установок. Практика такого производства реактивной энергии широко распространена во всем мире и известна под термином "компенсация реактивной мощности". При определении необходимой степени та-

кой компенсации выделяют два аспекта: технические условия, состоящие в ограничении уровня передаваемой (генерируемой) реактивной мощности техническими возможностями сети (при их превышении напряжение в узлах выходит за допустимые пределы, а в ряде случаев нарушается устойчивая работа линий электропередачи), и экономические условия, представляющие собой предельный уровень потребления реактивной мощности, которую экономически целесообразно получать из сети энергоснабжающей организации, а не от собственных компенсирующих устройств потребителя. Экономическая целесообразность производства реактивной энергии на местах наступает в подавляющем большинстве случаев раньше, чем технические ограничения по ее передаче.

Известно, что потери в сетях энергоснабжающих организаций включаются в тарифы на электроэнергию. Это дает основание некоторым специалистам говорить о том, что не должно быть никакой отдельной платы за реактивную энергию, так как все ее последствия оплачены потребителями через тариф на активную энергию. Ошибочность этого утверждения заключается в рассмотрении потребителей как единого целого, осуществляющего некую общую оплату за электроэнергию.

Известно, что в силу различий в технологических процессах на предприятиях различных отраслей существенно различается и потребление ими реактивной энергии. Если один из потребителей потребляет 10 единиц активной энергии и 8 реактивной, а другой при таком же потреблении активной всего 3 единицы реактивной, то вклад в потери в сетях первого потребителя будет пропорционален $10^2 + 8^2 = 164$ единицам, а другого $10^2 + 3^2 = 109$ единицам. Общие потери будут пропорциональны 273 единицам. Отсутствие экономического механизма нормализации потребления реактивной энергии приводит к равной оплате каждым потребителем общих потерь в 273 единицы, т.е. по 136,5 единиц. В результате первый потребитель не "оплатил потери, обусловленные потреблением реактивной энергии своими электростанциями", как это ошибочно представляется, а заставил всех остальных потребителей оплатить последствия своего режима потребления. На экономическом языке это называется перекрестным субсидированием. Из этого следует и ошибочность утверждения о двойной оплате потребителем потерь, обусловленных потреблением реактивной энергии (один раз через тариф, другой – через надбавку к нему).

Следует отметить, что даже равное относительное потребление реактивной энергии всеми потребителями, но сверх экономического предела, экономически невыгодно самим потребителям. Тариф на электроэнергию возрастает в этом случае в гораздо большей степени, чем затраты на компенсацию повышенного потребления реактивной мощности.

Недостаточное осознание этого очевидного факта объясняется тем, что вклад в общие потери конкретного потребителя достаточно мал, поэтому его индивидуальное повышенное потребление реактивной энергии почти не скажется на общем тарифе, если все другие потребители не превышают нормированного потребления. В связи с этим у конкретного потребителя складывается ощущение, что компенсируй – не компенсируй, а тариф все равно не изменится, поэтому нежелательны никакие дополнительные надбавки за повышенное потребление реактивной энергии. В силу того, что при отсутствии ограничивающих нормативных документов каждый конкретный потребитель захочет воспользоваться возможностью переложения части своих затрат на чужие плечи, процесс увеличения потребления реактивной мощности может стать неуправляемым. И здесь велика роль государственного регулирующего органа, который должен упорядочить эти отношения.

Экономически выгодная степень компенсации реактивной мощности в каждой точке сети определяется параметрами линий, соединяющих эту точку с источниками питания. Эти параметры индивидуальны для каждой точки и, следовательно, для каждого потребителя. Однако тарифы на электроэнергию не устанавливаются индивидуально для каждого потребителя, а в соответствии с [2] дифференцируются по трем уровням напряжения питания: 110 кВ и выше, 6 – 35 кВ и 0,4 кВ. Поэтому экономические уровни компенсации реактивной мощности следует принимать одинаковыми в рамках каждой из указанных групп. В соответствии с расчетами экономические значения коэффициентов реактивной мощности (отношение реактивной мощности к активной), минимизирующие сумму затрат на оплачиваемые потребителем потери и на эксплуатацию собственных компенсирующих устройств, для различных узлов сетей указанных ступеней напряжения находятся в диапазонах 0,42 – 0,57; 0,34 – 0,45 и 0,25 – 0,37. Средние (нормативные) значения с округлением до первого знака после запятой могут быть приняты равными соответственно 0,5; 0,4 и 0,3. Компенсация реактивной мощности ниже этих значений приводит к затратам на компенсирующие устройства, большим, чем снижение тарифа за счет снижения потерь, а потребление реактивной мощности сверх указанных значений приводит к большему увеличению тарифа, чем экономия на компенсирующих устройствах.

Иногда высказываются соображения, что, если потребитель установил компенсирующие устройства в соответствии с техническими условиями присоединения, то в условиях эксплуатации никаких дополнительных регулирующих воздействий экономического плана быть не должно. Эти соображения основаны на незнании технических параметров компенсирующих устройств, эксплуатируемых в сетях отечественных потребителей, и отли-

чи менталитета последних от менталитета западных коллег.

Компенсирующие устройства западных изготавителей представляют собой комплектные автоматически регулируемые устройства, безотказность работы которых аналогична телевизорам "Sony" или фотоаппаратам "Kodak". В сетях отечественных потребителей в настоящее время установлено порядка 30 млн. квр конденсаторов, из которых 18 – 20 млн. квр включаются и отключаются вручную. Если не контролировать потребление реактивной энергии из сети энергосистемы, не ясно, что будет заставлять потребителя эксплуатировать их в нужном режиме?

При выходе компенсирующего устройства из строя западный потребитель в силу присущей ему дисциплинированности приложит все силы, чтобы заменить его на новое. Как будет действовать отечественный потребитель при отсутствии каких-либо документов?

Заканчивая данный раздел, можно отметить, что у проблемы нормализации потребления реактивной мощности есть два аспекта: энергосбережение за счет снижения потерь в сетях и устранение перекрестного субсидирования. В связи с этим важна позиция в этом вопросе Департамента государственного энергетического надзора и энергосбережения Минэнерго России (Госэнергонадзор России) и Федеральной энергетической комиссии.

Качество электроэнергии. Специфика электрической энергии как товара, в отличие от других видов промышленной продукции, состоит в том, что конкретный потребитель может ухудшать ее качество в сети энергоснабжающей организации. При этом он не только сам потребляет энергию пониженного качества, что может быть допустимо для его энергоустановок, но и заставляет других потреблять некондиционную энергию. Если считать, что "исправлять" параметры электроэнергии независимо от причины их ухудшения – дело исключительно энергоснабжающей организации, она вынуждена будет вкладывать средства в дополнительные устройства, устраниющие проблемы, внесенные конкретным потребителем. Стоимость этих средств через тариф на электроэнергию оплачивают все потребители в равной мере.

Здесь очевидны те же проблемы перекрестного субсидирования, что и в части реактивной энергии. Следует добавить, что ухудшение параметров качества приводит также и к некоторому увеличению потерь в сетях.

Правовые аспекты проблемы. В письме [1] Минюст России сообщает, что скидки (надбавки) за реактивную энергию противоречат Федеральному закону "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации", не предусматривающему каких-либо скидок или надбавок, а скидки (надбавки) за качество электроэнергии противоречат статьям 542 и 547 Гражданского кодекса РФ.

Оба эти утверждения представляются необоснованными. В Законе о государственном регулировании тарифов говорится, что такое регулирование "осуществляется посредством установления... экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию или предельного уровня указанных тарифов". Данное положение никак не препятствует установлению тарифов, экономически обоснованных в том числе и особенностями передачи реактивной энергии. Скидки (надбавки) представляют собой механизм учета этих особенностей, однако в принципе его название может быть заменено на другое, юридически более соответствующее закону.

Учитывая специфику реактивной энергии, которая может производиться как производителем электроэнергии, так и потребителем, она не может рассматриваться как товар исключительно энергоснабжающей организации. В некоторых режимах (например, вочные часы) энергоснабжающей организации выгодно, чтобы потребитель поглощал излишнюю реактивную энергию из ее сетей и она готова оплачивать такое потребление. В часы больших нагрузок энергоснабжающая организация готова оплачивать реактивную энергию, поставляемую потребителем, имеющим такие возможности. Целесообразность таких отношений определяется конкретными условиями, которые должны быть оговорены в договоре.

В связи с этим можно говорить о *взаимных услугах* энергоснабжающей организации и потребителя в части нормализации условий потребления и генерации реактивной энергии. Любая такая услуга направлена на снижение потерь электроэнергии в сетях и в конечном счете на снижение темпов роста тарифов. К услугам, оплачиваемым энергоснабжающей организацией, относятся потребление потребителем реактивной мощности в очные часы и поставка ее в сеть энергосистемы в часы больших нагрузок. К услугам, оплачиваемым потребителем, относятся поставка ему реактивной энергии в часы больших нагрузок сверх установленных нормативных объемов и поглощение устройствами энергоснабжающей организации реактивной энергии, "выбрасываемой" потребителем в сеть в очные часы. Применяя известное понятие экономического эквивалента реактивной мощности (0,08 кВт/квар) и учитывая сниженный уровень потребления энергии по сравнению с до-перестроенными временами, стоимость этой услуги в натуральном виде может быть установлена на более низком уровне (0,06 кВт/квар), что эквивалентно тарифу на такие услуги (руб/квар), равному 6% тарифа на электроэнергию.

Что касается качества электроэнергии, то статья 542 Гражданского кодекса говорит лишь о том, что качество передаваемой электроэнергии должно соответствовать требованиям государственных стандартов (трибуналное, неоспариваемое требование). Зато статья 547 прямо подтверждает

взаимную ответственность энергоснабжающей организации и потребителя: "В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств по договору энергоснабжения сторона, нарушившая обязательство, обязана возместить причиненный этим реальный ущерб".

Следует отметить, что ущерб от снижения качества электроэнергии трудно поддается точной оценке. Известно, что многие устройства годами работают в таких условиях и не выходят из строя. С другой стороны, накапливаемые последствия могут привести к внешне беспринципному выходу оборудования из строя в периоды сравнительно хорошего качества электроэнергии. Сам выход из строя трудно однозначно отнести к качеству электроэнергии, так как он может быть вызван и низким качеством самого оборудования и недостатками его эксплуатации. В этих условиях скидки с тарифа для потребителя, получающего энергию пониженного качества, есть формализованный способ возмещения ему реального ущерба в соответствии со статьей 547 ГК РФ.

Если применение скидок с тарифа имеет юридическую основу в виде статьи 503 ГК РФ, в соответствии с которой покупатель может оплатить недоброкачественный товар по соразмерно уменьшенной цене, то правомочность применения надбавок к тарифу, к сожалению, в ГК РФ не оговорена. Это не удивительно, поскольку покупатель не в состоянии физически влиять на качество продукции, не приобретенной им. Такое возможно только в отношении электрической энергии.

Вместе с тем, надбавки к тарифу рассматриваются некоторыми специалистами как штрафные санкции, а вводить такие по нашему законодательству можно только посредством закона. Они не могут быть введены даже постановлением Правительства, а тем более другими органами. При неоспоримости этого требования в общем виде оно не применимо к надбавкам к тарифу, которые представляют собой не источник дополнительной прибыли энергоснабжающей организации, а являются механизмом повышения качества электроэнергии и снижения потерь в сетях с целью замедления темпов роста тарифов для всех потребителей в целом. При этом, естественно, к некоторым потребителям, не принимающим должных мер для нормализации режимов потребления реактивной мощности и снижения своего отрицательного воздействия на качество электроэнергии в сетях общего пользования, будут применены надбавки к тарифу.

Эти надбавки представляют собой не штрафные санкции, а источник средств, из которого энергоснабжающая организация возмещает другим потребителям ущерб, который они терпят из-за снижения качества электроэнергии. В этой связи интересен подход к этой проблеме специалистов из стран с развитой рыночной экономикой, на опыт которых у нас принято ссылаться при разработке отечественных норм. Специально созданная

группа 37.28 Международной конференции по большим энергетическим системам (СИГРЭ) опубликовала рекомендации по этому вопросу [3]. Кратко суть их изложена в следующих положениях.

1. Если ранее вопросы качества электроснабжения рассматривались на уровне общих требований к системе электроснабжения в стране, то сейчас они вовлечены в отношения конкретных потребителей с их энергоснабжающими организациями (ЭО). Под качеством электроснабжения в рекомендациях понимаются два аспекта: надежность электроснабжения (перерывы) и качество электроэнергии.

2. Если ранее качество электроснабжения рассматривалось как чисто техническая проблема, то сейчас оно рассматривается и в части коммерческих условий.

3. Специфической проблемой в части качества электроэнергии является то, что оно может быть ухудшено не только ЭО, но и часто соседними потребителями.

4. Известны два типа коммерческих отношений в этой области. Первый тип состоит в выплате эпизодических штрафных санкций пострадавшему потребителю за существенные нарушения качества электроснабжения. На практике он давно применяется при длительных перерывах электроснабжения.

Что касается методики компенсации за такое нарушение, то очень важно, чтобы энергоснабжающей организации было разрешено *вернуть деньги*, выплаченные в качестве компенсации, *за счет взимания их с виновника нарушения*.

5. Другой тип денежных отношений состоит в том, чтобы компенсация выплачивалась за *все* нарушения качества (слово *все* в английском тексте также выделено жирным, так как такой тип отношений имеет принципиально другой характер и состоит в интегрировании *всех* нарушений стандарта, а не только длительных перерывов питания). Хотя такой тип компенсации еще не получил общего распространения, ожидается, что такие процедуры будут в ближайшие годы введены в нескольких странах.

Важным аспектом является источник денег, используемых для компенсации ущерба. В любом случае *должно быть разрешено ЭО вернуть эти деньги за счет третьей стороны*, если ее виновность доказана.

6. Так как электрические сети являются естественной монополией, основная роль в регулировании таких отношений между ЭО и потребителями отводится регулятору (под регулятором понимается государственный орган).

Применявшиеся в нашей стране скидки (надбавки) к тарифам являются фактически выражением п. 5 рекомендаций. В практической реализации этих рекомендаций мы опередили другие страны – такой механизм был введен у нас в 1984 г. С целью приведения терминологии этого механизма в соот-

ветствие с ГК РФ целесообразно использовать понятие неустойки, под которым в соответствии со статьей 330 ГК РФ понимается определенная законом или договором денежная сумма, которая должна быть оплачена стороной, нарушившей условия договора.

О сертификации электрической энергии. Постановлением Правительства Российской Федерации от 13/VIII 1997 г. № 1013 электрическая энергия, отпускаемая гражданам для личных, семейных, домашних и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности, внесена в перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации.

Постановлением Госстандарта России от 3 января 2001 г. № 1 "О внесении изменений и дополнений к Правилам проведения сертификации электрооборудования" в текст последних внесены правила проведения сертификации электрической энергии и в название Правил добавлено "*и электрической энергии*".

Указанные изменения зарегистрированы Министром РФ 14 февраля 2001 г. за № 2576. Несмотря на успешную регистрацию, правила проведения сертификации электрической энергии содержат ряд противоречий с постановлением Правительства Российской Федерации от 13/VIII 1997 г. № 1013 и с ГОСТ 13109-97 "Нормы качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения". В частности:

1. Пункт 8.2 Правил утверждает, что "объектом сертификации является электрическая энергия в распределительных сетях энергоснабжающих организаций, от которых электрическая энергия может подаваться:

потребителям;

потребителям одновременно с гражданами, осуществляющими предпринимательскую деятельность, или юридическими лицами, включая организации".

В п. 8.3 Правил распределительным сетям ставится в соответствие поясняющий термин "центры питания", что говорит о том, что речь идет явно о сетях более высоких напряжений, чем 0,4 кВ. ГОСТ 24291-80 "Электрическая часть электростанций и электрической сети" дает следующее определение: "Распределительная электрическая сеть – электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления". На практике под это определение попадают сети напряжением до 110 кВ, а также радиальные сети 220 кВ.

В соответствии же с постановлением Правительства РФ сертификации должна подвергаться электрическая энергия, отпускаемая гражданам для личных, семейных и домашних нужд. Для этих нужд электрическая энергия отпускается *только из сетей напряжением 380/220 В*. Налицо *неправомочное расширение* объекта сертификации по сравнению с постановлением Правительства.

2. В соответствии с постановлением Правительства РФ сертификации должна подвергаться электрическая энергия, *отпускаемая гражданам*, а п. 8.2 Правил предписывает сертифицировать электрическую энергию в сетях, от которых электрическая энергия *может подаваться* гражданам. Определение "может подаваться" при определении объекта сертификации представляет собой нонсенс, так как теоретически электрическая энергия "может подаваться" гражданам от любой сети 380 В, даже не предназначенной для этого, если в силу каких-либо обстоятельств другого способа обеспечения электроэнергией на определенное время не окажется.

3. В п. 8.1 Правил применена формулировка, не имеющая физического смысла: "электрическая энергия, *предназначенная для приобретения гражданами*". Производство и распределение электрической энергии осуществляются для всей электроэнергии в целом. В ней невозможно выделить части, предназначенные для тех или иных потребителей. "Выделение" из общего объема электроэнергии ее части, "предназначенной для приобретения гражданами", происходит лишь в точках установки электросчетчиков у граждан. Параметры электрической энергии в различных точках электрической сети, по пути передачи электроэнергии, "предназначенной" потребителю, могут существенно отличаться от ее параметров в точке установки электросчетчика. Однако контролироваться должны не они, а параметры электроэнергии в точках ее непосредственного отпуска гражданам.

4. ГОСТ 13109-97 устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии *не в электрических сетях энергоснабжающих организаций*, как записано в Правилах, а "*в точках электрических сетей, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии*" (см. первый абзац области применения стандарта), т.е. фактически в точках присоединения внутридомовых сетей.

В соответствии с изложенным п. 8.1 и 8.2 Правил следует привести в соответствие с постановлением Правительства от 13/VIII 1997 г. № 1013, в частности:

1. В п.8.1 слова "предназначенная для приобретения и использования гражданами" следует заменить на "отпускаемая гражданам".

2. Пункт 8.2 изложить в следующей редакции:

"Объектом сертификации является электрическая энергия в точках электрических сетей энергоснабжающих организаций, к которым присоединены внутридомовые (внутриквартирные) сети, используемые потребителями".

В такой редакции правила проведения сертификации электрической энергии будут соответствовать постановлению Правительства от 13/VIII 1997 г. № 1013.

Вместе с тем, следует отметить, что электрическая энергия не подвергается сертификации ни в одной стране мира. Качество электрической энергии непрерывно изменяется в зависимости как от режимов и текущих схем сетей энергоснабжающих организаций, так и режимов работы оборудования у потребителей. Проверенная секунду назад она может существенно изменить свои параметры в следующий момент. Сертификация электрической энергии, являясь разовой, эпизодической и кратковременной процедурой, не в состоянии обеспечить улучшение ее качества, так как существует много способов улучшить положение только на время проведения измерений сертифицирующим органом.

Для постоянного обеспечения требуемого качества электроэнергии необходим постоянный мониторинг ее параметров в контрольных точках, в том числе в точках присоединения потребителей, искажающих ее параметры во всех точках электрической сети общего назначения. Необходимость такого мониторинга отмечается и западными специалистами [3]. С этой целью в РАО "ЕЭС России" и АО-энерго проводятся активные работы по оснащению электрических сетей средствами измерения показателей качества электроэнергии. Разумной задачей органов энергонадзора на местах является периодический контроль за результатами мониторинга и принимаемыми на его основе мерами по улучшению качества электроэнергии.

Затраты на проведение мероприятий по повышению качества электроэнергии так или иначе будут сказываться на тарифах на электроэнергию. Особенно сильно это будет проявляться, если у энергоснабжающих организаций не будет механизма экономического воздействия на потребителей, оказывающих повышенное влияние на качество электроэнергии в сетях общего назначения. Проведение сертификации электроэнергии не скажется на экономических показателях энергоснабжающих организаций, так как в соответствии со статьей 16, п. 2 Закона Российской Федерации "О сертификации продукции и услуг" сумма средств, израсходованных на проведение обязательной сертификации продукции, относится на ее себестоимость. Поэтому эти затраты целиком лягут на плечи потребителей электроэнергии, приведя к неоправданному дополнительному увеличению тарифов.

Правила присоединения потребителей к сети общего назначения и заключения договоров электроснабжения по условиям качества электроэнергии. Перечень показателей качества электрической энергии (ПКЭ) и их нормы установлены в ГОСТ 13109-97. Однако этого недостаточно для формулирования технических условий на присоединение потребителей (ТУ) и договоров электроснабжения (ДЭ). Существует две области, которые требуют дополнительного нормативно-методического регулирования:

1) определение требований к отклонениям напряжения в точке присоединения потребителя (ТПС) или установленной точке контроля качества электроэнергии (ТК), исходя из норм ГОСТ 13109-97, устанавливаемых им только на выводах электроприемников (ЭП), присоединенных преимущественно к сетям 380/220 В;

2) определение требований к допустимому влиянию конкретного потребителя на значения ПКЭ, формируемые электроустановками всех потребителей – как подключенных к данному узлу, так и внешних по отношению к нему (коэффициент обратной последовательности, коэффициенты высших гармонических искажения синусоидальности кривой напряжения, доза фликера).

Необходимость решения первой задачи объясняется тем, что ГОСТ 13109-97 устанавливает нормы по отклонениям напряжения в точках, которые редко являются договорными, и не устанавливает (а предлагает рассчитывать) в точках, к которым относятся договорные условия. Выводы ЭП разделены с точкой присоединения (или точкой установки приборов учета) внутренней сетью потребителя, которая может содержать любые сетевые элементы (вплоть до трансформаторов 220 кВ), которые могут как повышать напряжение (регулировочные ответвления трансформаторов), так и снижать его (потери напряжения).

Необходимость решения второй задачи объясняется тем, что значения коэффициента обратной последовательности, коэффициентов высших гармонических искажения синусоидальности кривой напряжения и дозы фликера формируются электроустановками потребителей и энергосистема не в состоянии отвечать за их уровень в ТК, не установив ограничивающих условий на влияние каждого из участников.

Порядок решения указанных задач определен в данных Правилах, проект которых разработан в ОАО ВНИИЭ и в настоящее время находится в Госэнергонадзоре.

В Правилах установлены стандартные методики: расчета требуемых отклонений напряжения в типовых точках присоединения потребителей, при соблюдении которых выполняются требования ГОСТ 13109-97 на выводах ЭП, присоединенных к сетям 380/220 В [4];

расчета допустимых вкладов потребителей в значения ПКЭ, перечисленных ранее;

определения фактических вкладов потребителей в значения ПКЭ в ТК.

Допустимые вклады каждого потребителя устанавливают в виде части нормированного значения ПКЭ, которая определяется исходя из доли его разрешенной мощности в пропускной способности узла присоединения с учетом механизмов суммирования искажений различных видов от разных потребителей. Правила допускают также установление ограничивающих условий в виде допустимого тока или допустимой мощности иска-

жений (для сравнительно маломощных потребителей).

Фактические вклады в соответствии с Правилами могут определяться двумя способами:

сопоставлением результатов измерения ПКЭ в ТК до и после включения потребителя; выявлением на основе измерений зависимости ПКЭ от мощности искажающих ЭП или от суммарной нагрузки потребителя.

Первый способ более приемлем при приемочных испытаниях вновь подключаемого потребителя, второй – при проверке договорных условий, хотя оба способа могут использоваться в обеих ситуациях.

Методические указания по контролю качества электрической энергии. В отличие от описанных выше документов данные указания утверждены Госэнергонадзором без регистрации их Министром России. В соответствии с инструкцией Министра на регистрацию не направляются документы чисто технического характера. В частности, Правила устройства электроустановок, направленные на регистрацию, были возвращены с заключением Министра о том, что они регистрации не подлежат.

Критерием технической направленности документа является описание в нем технических характеристик и процедур без предъявления требований к организациям и лицам, ответственным за их выполнение. Если документ прямо предписывает действия организаций или лиц и затрагивает их экономические интересы, он должен в обязательном порядке пройти регистрацию в Министерстве России.

Заключение о чисто техническом характере данных указаний было сделано Госэнергонадзором. На их основании не могут предъявляться требования, затрагивающие экономические интересы сторон договорных отношений. В противном случае указания должны будут направлены на регистрацию в Министерство.

Выводы

- Скидки (надбавки) к тарифам за потребление и генерацию реактивной энергии и за качество электрической энергии носят технологический характер и способствуют снижению тарифов на электроэнергию. Они не являются инструментом одностороннего применения энергоснабжающими организациями, а целиком находятся в руках потребителя. При выполнении последними требований статьи 543 ГК РФ (“Абонент обязан обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность эксплуатируемых электрических сетей, приборов и оборудования, соблюдать установленный режим потребления энергии...”) они превращаются в “только скидки” и энергоснабжающая организация не может воспрепятствовать этому.

- Для устранения неправильной трактовки скидок (надбавок) как штрафных санкций целесообразно:

термин “скидки (надбавки) к тарифам за потребление и генерацию реактивной энергии” заменить на “оплата за взаимные услуги энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии по поддержанию экономичных режимов потребления реактивной энергии в сетях общего назначения”;

термин “скидки (надбавки) за качество электроэнергии” заменить на “неустойки при поставке электрической энергии пониженного качества по вине энергоснабжающей организации и ухудшение качества электроэнергии в сети общего назначения по вине потребителя”.

- Отсутствие документов, регулирующих отношения энергоснабжающих организаций и потребителей в указанных областях, препятствует проведению политики энергосбережения и рыночным преобразованиям в энергетике и невыгодно ни потребителям, ни энергоснабжающим организациям, ни государству. Проекты данных документов, разработанные в ОАО ВНИИЭ, находятся на рассмотрении в Госэнергонадзоре.

- Сертификация электрической энергии приведет к увеличению тарифов на все, но, по большому счету, не может решить проблему улучшения качества и, создавая иллюзию полноценного решения проблемы на государственном уровне, отвлекает внимание от реальных путей ее решения, основанных на постоянном мониторинге параметров электроэнергии. К сожалению, правила сертификации, содержащие многочисленные противоречия как с постановлением Правительства Российской Федерации от 13/VIII 1997 г № 1013, так и с ГОСТ 13109-97, принятые в установленном законодательством порядке. Исправление допущенной ошибки возможно на основании обращения в судебные инстанции заинтересованных сторон и, в первую очередь, РАО “ЕЭС России”.

Список литературы

- О правомерности применения положений Инструкции о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию, утвержденной Госкомцен и Минтопэнерго России 30 ноября 1993 г. (№ 01-17/1443-11, ВК-7539). – Информационный бюллетень Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации, 2000, 13 июня, № 11.
- Методические указания о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке. М.: ФЭК, 1997.
- Quality of supply. Customers requirements. – Electra, 2001, № 196.
- Железко Ю. С. Требования к отклонениям напряжения в точках присоединения потребителей к электрическим системам общего назначения. – Промышленная энергетика, 2001, № 10.

К 40-летию ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТА

**Уважаемые работники институтов
«Энергосетьпроект»!**

Поздравляю вас с сорокалетием плодотворной производственной деятельности!

Вся энергетическая общественность высоко ценит ту огромную роль, которую Вы играете в решении вопросов развития энергосистем, обеспечивая тем самым надежное функционирование Единой энергетической системы России.

Широк диапазон деятельности институтов! Сейчас «Энергосетьпроект» – это проекты электросетевых объектов всех классов используемых напряжений переменного и постоянного тока; это схемы развития энергосистем и нормы технологического проектирования; это деятельность по созданию систем технологического управления и связи; это активная зарубежная деятельность и перспективные научные исследования московского института «Энергосетьпроект», выполняющего к тому же координирующую роль головной научно-проектной организации в области нормативного и научно-технического обеспечения по решению широкого круга проблем электроэнергетики.

Желаю Вам новых творческих успехов на благо развития энергетики России и ее топливно-энергетического комплекса!

*Министр энергетики Российской Федерации
И.Х. Юсуфов*

Уважаемые коллеги, друзья!

От имени Правления РАО «ЕЭС России» и от меня лично примите искренние и сердечные поздравления с сорокалетним юбилеем институтов «Энергосетьпроект».

Ваша история – это история формирования Единой энергетической системы страны, значение которой для обеспечения надежного электроснабжения России трудно переоценить.

За годы творческой деятельности институтов «Энергосетьпроект» были сформированы системообразующие и распределительные электрические сети страны, в состав которых протяженность линий электропередачи напряжением 220 – 1150 кВ переменного тока возросла до 135 тыс. км, а мощность подстанций до 310 млн. кВ·А.

Все эти воздушные линии, подстанции, системы управления и связи запроектированы вашими сотрудниками, построены по рабочим чертежам, на которых стоит авторитетная эмблема «Энергосетьпроект».

Актуальны и многогранны ваши научные исследования в области основных направлений функционирования энергетики страны, многосторонние международные контакты, востребованы и высоко оцениваются работы по перспективам развития объединенных энергосистем и Единой энергосистемы России.

Желаю коллективам институтов «Энергосетьпроект» дальнейших плодотворных успехов и новых творческих свершений на благо России, для укрепления ее промышленного потенциала на основе воплощения в жизнь современных достижений науки и техники.

*Председатель Правления РАО «ЕЭС России»
А. Б. Чубайс*

Сорок лет трудов и свершений

Ляшенко В. С., инж.

ОАО “Институт Энергосетьпроект”

27/VI 2002 г. ОАО “Институт Энергосетьпроект” (Москва) отмечает свое 40-летие. Официальным основанием этого события является приказ министра строительства электростанций И. Т. Новикова от 27/VI 1962 г. № 127.

На институт были возложены задачи улучшения проектирования энергетических систем и электрических сетей, тепловых и гидравлических электростанций с целью обеспечения высоких темпов развития и технического прогресса создаваемой централизованной системы производства, передачи и распределения электрической энергии, воплотившейся в виде Единой энергетической системы СССР.

Вместе с москвичами в праздновании примут участие (непосредственное или мысленное) более 3000 работников около 25 проектно-изыскательских организаций, имеющих в своем наименовании слово “Энергосетьпроект” с территориальными дополнениями, а в ряде случаев имеющих титул на национальном языке самостоятельных государств. Сейчас эти организации работают в России, на Украине, в Белоруссии, Прибалтике, Казахстане, Грузии, Армении, Азербайджане и Узбекистане. Их сотрудники ведут активную производственную деятельность, с законной гордостью вспоминают 40 трудовых лет и, не взирая на неизбежные трудности возрастного порядка и периодических структурных преобразований, уверенно смотрят в будущее своих родных коллективов.

Юбилярами в июне являются работники Центрального Энергосетьпроекта, Северо-Западного, Украинского, Южного, Уральского, Сибирского и Среднеазиатского отделений института, а также Горьковского, Латвийского, Белорусского, Днепропетровского, Львовского, Киевского, Томского, Иркутского, Владивостокского и Казахского отделов комплексного проектирования (ОКП). Именно они были названы в приказе от 29 /VI 1962 г. № 133, дополнившего приказ № 127. Несколько позже в состав института вошли Тульское, Грузинское, Армянское и Азербайджанское отделения, Эстонский, Литовский, Челябинский и Красноярский ОКП. 30-летие работы в составе Энергосетьпроекта отмечает Отделение дальних передач, получившее по своей инициативе в 1992 г. самостоятельность, имеющее ныне новый титул федерального государственного унитарного предприятия. Приведенные временные градации, конечно, условны, ибо дух сотрудничества, который всегда

был главной особенностью нашего содружества, на порядок сильнее формальных документов.

12 российских институтов Энергосетьпроект в настоящее время преобразованы в акционерные общества открытого типа. Из них 11 институтов входят в состав РАО “ЕЭС России” в качестве дочерних предприятий, а московский институт Энергосетьпроект является самостоятельным акционерным обществом; его учредитель – Минкомимущество России.

* * *

Развитие энергетики XX в. в странах мира, включая Россию, было связано с созданием электроэнергетических систем и постоянными объективными процессами их объединения в более крупные формирования ОЭС – ЕЭС – межгосударственные энергетические союзы. В свою очередь, необходимость передачи электроэнергии от электростанций к отдельным потребителям и нагрузочным узлам, а в последующем соединение электростанций между собой для совместной синхронной работы потребовало организации проектного процесса не только по разработке проектов конкретных объектов (электростанций, линий электропередачи, подстанций), но и для решения общих вопросов, связанных с выбором напряжения электропередачи, разработкой схемы электрической сети, определением оптимальных режимов работы электростанций. В ходе реализации плана ГОЭЛРО были образованы Технологический институт (ВТИ) и Экспериментальный электротехнический институт (ВЭИ), впоследствии институты Теплоэлектропроект, Гидроэнергопроект, ЭНИН.

Становление и развитие ЕЭС СССР, впоследствии ЕЭС России, осуществлялись по мере наращивания мощности электростанций, укрупнения энергосистем, освоения новых ступеней напряжения ВН и СВН и проходило в несколько этапов.

1930 – 1950 гг. В начальный период происходило развитие сетей 110 кВ в районах Центра, Урала, Донбасса и освоение новых ступеней напряжения 154 кВ и 220 кВ, создавались первые межсистемные ВЛ 220 кВ, для оперативного управления создавались ДУ и ОДУ. В военные годы, в связи с перебазированием промышленности в восточные районы страны, происходило интенсивное развитие энергосистем на Урале, в Сибири, Северном Казахстане.

1950 – 1960 гг. В начале 50-х годов началось строительство мощных ГЭС на Волге, Ангаре (Братская ГЭС) и Енисее (Красноярская ГЭС). В

1955 – 1956 гг. с вводом первой Волжской ГЭС (Куйбышевской) были построены первые электро-передачи 400 кВ до Москвы. В 1958 г. была пущена в эксплуатацию вторая Волжская ГЭС (Волгоградская), с вводом которой началось освоение напряжения класса 500 кВ, с постепенным переведом ранее построенных линий 400 кВ в Москву и на Урал от Куйбышевской ГЭС на номинальное напряжение 500 кВ. В этот период объединением энергосистем регионов Центра и Средней Волги было положено начало формирования ЕЭС европейской части СССР.

1960 – 1970 гг. В этот период были введены Братская ГЭС (4,5 млн. кВт), Красноярская ГЭС (6 млн. кВт), ряд крупных ГРЭС в энергосистемах Кузбасса, Красноярска, Иркутска, что послужило основанием к созданию ОЭС Сибири и формированию основной сети напряжением 500 кВ. К концу 1970 г. в составе ЕЭС СССР работали параллельно ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья.

1970 – 1990 гг. В начальный период происходил существенный рост энергетического потенциала ЕЭС СССР за счет строительства в разных районах страны крупных ТЭС (3 – 4 млн. кВт) и в европейской части АЭС (2 – 4 млн. кВт). В конце 70-х годов к ЕЭС была присоединена ОЭС Сибири, а на Западе с вводом ВЛ 750 кВ Украина – Венгрия была начата постоянная параллельная работа с энергосистемами стран Центральной и Восточной Европы (энергосистема "Мир" стран – членов СЭВ). В этот период происходило освоение новых ступеней напряжения 750 кВ в ОЭС Северо-Запада и Украины, 1150 кВ в ОЭС Урала, Казахстана, Сибири. С вводом линий электропередачи этих классов была по существу создана система двух сочетаний напряжения 110 – (220) – 330 – 750 кВ в западных районах и 110 – 220 – 500 – 1150 кВ в центральных и восточных районах страны. В последующее десятилетие развитие энергетики характеризовалось сооружением новых крупных ТЭС на базе угольных и газовых месторождений в Западной и Центральной Сибири, Казахстане. В 80-х годах в электроэнергетике страны и в функционировании ЕЭС стали проявляться негативные тенденции, связанные со снижением темпов роста электропотребления и уменьшением ввода новых мощностей, недостаточными резервами генерирующей мощности и пропускной способности межсистемных связей, снижением надежности работы ЕЭС и ОЭС из-за недостаточного сетевого строительства. Авария на Чернобыльской АЭС в 1986 г. существенно ограничила развитие атомной энергетики. Политические изменения в начале 90-х привели к распаду СССР и разделению ЕЭС СССР на национальные энергосистемы стран СНГ и Балтии.

На протяжении 60 лет, с 1930 по 1990 г., развитие электроэнергетики сопровождалось ростом

показателей мощности электростанций и напряжения электрических сетей:

единичной мощности турбин и генераторов от 25 – 50 МВт до 500 – 800 МВт;

мощности отдельных электростанций от 100 – 200 МВт до 4000 – 6000 МВт;

напряжения линий электропередачи от 110 кВ до 750 – 1150 кВ.

* * *

Происходившие на протяжении десятилетий количественные и качественные изменения в структуре мощностей, постоянно усложнявшаяся конфигурация электрических сетей требовали эффективного планирования электроэнергетической отрасли. Это привело к созданию самостоятельного направления – проектированию развития энергосистем, задачей которого является выработка энергетической стратегии, обоснование решений, определяющих состав, основные параметры электростанций и электрических сетей с проверкой обеспечения надежности функционирования как энергосистем и энергообъединений, так и надежности питания отдельных потребителей.

Для решения задач формирования Единой европейской энергосистемы сектор проектирования энергосистем в институте Теплоэлектропроект, занимавшийся до этого в основном разработкой схем присоединения тепловых электростанций к системе, при мощности их не выше 300 – 600 МВт, был преобразован в отдел проектирования энергосистем под руководством талантливого инженера А. Л. Гальперина. В отделе работали прекрасные специалисты: теплотехник Б. В. Наумов, электрики И. Е. Шейнин, И. И. Концевич, "главный техник" Т. Н. Лавров и легенда энергетики А. И. Колпакова, которая стала первым главным инженером проекта Единой европейской энергосистемы (ЕЕЭС) Советского Союза. Отделы и сектора по проектированию энергосистем были также в Ленинграде, Харькове, Ростове, Свердловске, Новосибирске. Они решали задачи объединенных и районных энергосистем.

Этого было недостаточно и в 1962 г. был создан Всесоюзный проектный и научно-исследовательский институт по проектированию энергосистем и электрических сетей Энергосетьпроект с крупными региональными отделениями, проектирующими объединенные энергосистемы, и отделами по комплексному проектированию (ОКП) отдельных энергосистем и сетей во многих городах страны.

Основой Энергосетьпроекта явились подразделения институтов Теплоэлектропроект, Гидроэнергопроект и Промэнергопроект, выполнившие несколько десятилетий работы по развитию энергосистем, разработке конструкций для электросетевых объектов, проектированию линий электропередачи и подстанций высокого напряжения. Эти подразделения имели значительный опыт проек-

тирования различных объектов электроэнергетики, а в их составе работали высококвалифицированные специалисты.

Одним из наиболее значительных подразделений, вошедших впоследствии в состав Энергосетьпроекта, было созданное в Теплоэлектропроекте в 1950 г. Отделение дальних передач (ОДП). На протяжении 28 лет ОДП руководил А. В. Миролюбов, а главным инженером долгие годы был доктор техн. наук, лауреат Ленинской премии С. С. Рокотян. Под их руководством коллектив ОДП обеспечил решение проектно-изыскательских проблем для создания первых воздушных линий 400 – 500 кВ переменного и ± 400 кВ постоянного тока; были воплощены в конкретные технические решения результаты многолетних научных исследований по этим вопросам.

С 1930 г. в ТЭП функционировал отдел релейной защиты, автоматики, устойчивости и моделирования. Он представлял главенствующую организацию по проектированию и разработке новых устройств и методик по всем аспектам технических проблем в области релейной защиты и автоматики. Коллектив, насчитывающий более 100 человек, возглавлял профессор, доктор техн. наук, лауреат Ленинской и Государственных премий А. М. Федосеев. Это создавало условия для активного участия сотрудников отдела в осуществлении единой технической политики в области релейной защиты и автоматики.

В Гидроэнергопроекте с 1939 г. успешно работало мощное подразделение ОАТН (в первые годы – БПНР), имеющее обширный опыт наладки систем автоматизации гидроэлектростанций, занимавшееся научными и проектными разработками автоматического регулирования перетоков мощности в энергосистемах.

Все эти подразделения в 1962 г. и стали основой Энергосетьпроекта.

За 40 лет работы институт Энергосетьпроект (Москва), который многие годы достойно осуществлял функции головной организации, возглавляли: доктор техн. наук С. С. Рокотян (1962 г.), М. А. Саркисов (1963 – 1967 гг.), К. В. Зубанов (1967 – 1978 гг.), Л. Л. Петерсон (1978 – 1984 гг.), И. М. Смирнов (1984 – 2001 гг.). С ноября 2001 г. генеральным директором ОАО “Институт Энергосетьпроект” является канд. техн. наук И. З. Глускин.

Совместно с ними продуктивно работали в прошлые годы или трудятся в настоящее время руководители центральных звеньев института. Среди них: В. А. Альтшуллер, Н. В. Бобылева, Ю. С. Борисов, Ю. А. Габлия, А. М. Гельфанд, Г. А. Илларионов, В. Х. Ишキン, О. М. Любимов, В. С. Ляшенко, И. Б. Маркарян, И. М. Маркун, В. А. Орлов, С. Я. Петров, М. А. Реут, В. И. Чемоданов.

Безвременно ушли из жизни их близкие друзья и соратники: А. А. Бесчинский, Т. Т. Бечвая, В. Н. Вишняков, Н. И. Горбунов, А. Я. Дементьев, В. В. Ершевич, В. Г. Жижокин, И. В. Жулин, Ю. И. Лысков, Н. Е. Преображенский, С. С. Рокотян, В. П. Соколов, Б. С. Успенский, А. Н. Шаров, Ю. А. Якуб.

Деятельность головного института Энергосетьпроект всегда была нерасторжима с деятельностью его региональных отделений. Существенно окрепшие за прошедшие 40 лет, получившие самостоятельность коллективы институтов тщательно берегут сложившиеся деловые и товарищеские контакты. Память о годах общего творческого расцвета является надежной гарантией сохранения этих отношений. Неоценим творческий вклад каждого в создание и становление сети институтов Энергосетьпроекта. Это – О. Н. Астафьев, А. М. Астафьев, А. П. Аугсткалн, Е. И. Баранов, Б. А. Бейбутов, Ю. З. Галустов, Ю. К. Гармашов, В. Д. Гаряжа, Н. Д. Гамоля, Л. С. Горошко, В. Т. Дорофеев, Л. И. Зайцев, Г. Ф. Ильвуткин, В. В. Илюшкин, Б. Н. Каверников, Б. Б. Кобец, Д. И. Кульбацкий, Л. Е. Кульга, Ю. Ф. Марков, В. С. Мануйленко, А. М. Назаров, Г. А. Неведров, О. А. Оганесян, Ю. Б. Пастухов, С. А. Романенко, В. Г. Сибирев, Б. В. Соколов, Н. В. Соловьев, В. В. Титов, В. В. Фадеев, Л. Н. Фесик, С. П. Хачатурян, В. М. Худяков, В. Г. Шимкович, Р. В. Шнель, А. П. Цветков, Г. Н. Чумбуридзе, Э. Л. Эристави. Силами этих руководителей первого звена институтов России и государств ближнего зарубежья создавался и поддерживался деловой авторитет институтов, умножаясь изо дня в день благодаря усилиям их коллективов.

Светла память об основоположниках Энергосетьпроекта, чьи имена ушли в историю. В их числе: В. Д. Александров, И. К. Балгаев, М. И. Белов, В. Д. Векслер, А. А. Галицын, К. Е. Дедловский, Б. В. Зотин, К. П. Крюков, И. М. Кемулария, А. А. Крупицкий, Г. И. Куценко, К. Н. Ловкевич, К. К. Левицкий, В. К. Луговой, В. Е. Любимов, В. Ф. Мазовка, Г. Б. Малюга, В. М. Маркарян, А. В. Миролюбов, А. Т. Назаров, П. Г. Оленкевич, Э. М. Пеньков, Н. А. Проценко, А. А. Соометс, Б. Г. Теймян, Е. С. Тельпуховский, Э. Г. Тер-Погосян, Б. Г. Турухин, О. В. Фальковский, К. Г. Хамидуллин, Р. С. Эбралидзе, Л. С. Юркевич, А. А. Яцеевич.

На 1/1 1963 г. в институте работали 6797 человек, в 1970 г. число работников увеличилось до 10 484. Рекордным был 1975 г., когда численность составила 12 535 человек. На 1/1 2002 г. в российских институтах Энергосетьпроекта работали 2400 человек, а в организациях ближнего зарубежья – около 1100 человек.

Советская школа проектировщиков энергосистем была признана и на международном уровне.

Наши специалисты участвовали в работе международных энергетических организаций (СИГРЭ, МИРЭК) и симпозиумов, работали над созданием Объединенной энергосистемы "Мир", проектировали развитие электроэнергетики братских стран, работали в группах экспертов при Европейской Комиссии ООН, делясь своим опытом по объединению энергосистем, обосновывая эффективность объединенной работы, которая сейчас реализуется в странах Европейского экономического сообщества.

Воспитанники Энергосетьпроекта успешно работают в руководящих организациях на ответственных должностях, не прерывая связи с коллективом института. Среди них: Г. П. Кутовой, В. Ю. Курочкин, А. М. Литинский, Ю. Л. Антименко, Н. А. Фаерман, И. А. Одиноков, С. Н. Зотов и многие другие.

После создания ВГПИ и НИИ Энергосетьпроект руководителем и "душой" всех системных дел стал его главный инженер С. С. Рокотян, который создал деловую и очень доброжелательную обстановку. Главным инженером проекта Единой энергосистемы Советского Союза становится И. М. Волькенау, ОЭС Центра – Ю. Л. Гронталь, ОЭС Урала – А. В. Мельников, ОЭС Сибири – В. С. Китушин. Создаются отделы по проектированию энергосистем во Владивостоке, Алма-Ате, Ташкенте, где проектированием соответствующих объединенных систем занимаются А. Д. Филатова, Г. П. Кутовой, В. Ю. Соколов, И. И. Батюк. На Северном Кавказе и Северо-Западе работают М. В. Голинец и В. А. Титов.

На смену С. С. Рокотяну пришли его преемники и воспитанники Г. А. Илларионов и В. В. Ершевич. Под их руководством выполнялся комплекс проектных и научно-технических работ по перспективному развитию Единой энергетической системы и Объединенных энергосистем СССР и России.

Практически со дня основания института проектированием энергосистем занимаются Г. Н. Евдокимова, Г. Е. Гладкова, Т. Б. Дергачева, Г. В. Ловчева, Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян, В. В. Важенков, Ю. М. Коган, И. М. Маркун, С. Г. Костина. Именно эти опытнейшие специалисты подготавливали новое поколение проектировщиков, которые ведут проектирование развития Единой энергетической системы России в условиях реформирования электроэнергетики. Среди этих специалистов следует особо выделить Н. Ю. Соколову, Н. Г. Челнокову, Т. Л. Гладышеву, Т. А. Уварову, Н. Н. Утц, Е. В. Агееву, Е. И. Крыгину, С. И. Теплицкую.

Проектировщики энергосистем вырастали в крупных ученых. Первым доктором техн. наук стал А. Н. Зейлигер. Защищили докторские диссертации С. С. Рокотян, В. Г. Китушин, В. В. Ершевич, Ю. М. Коган, А. М. Резниковский; проектированием энергосистем занимались кандидаты наук

Е. А. Волкова, В. Д. Шлимович, Г. А. Илларионов, А. Д. Хабачев, П. А. Малкин, Г. П. Кутовой и многие другие.

В настоящее время руководителями работ по перспективному развитию электроэнергетики России являются: канд. экон. наук В. И. Чемоданов; главные инженеры проекта: Единой энергосистемы России – Н. В. Бобылева, ОЭС Центра – Н. М. Вигура, ОЭС Северо-Запада – И. С. Рохinson, ОЭС Средней Волги – Н. В. Некрасов, ОЭС Северного Кавказа – В. В. Проценко, ОЭС Урала – О. И. Осинцева, ОЭС Сибири – Т. А. Щибаева, ОЭС Дальнего Востока – А. Д. Филатова.

Развитие электроэнергетики и ЕЭС России до 1991 г. осуществлялось в условиях плановой экономики и государственного централизованного управления отраслями хозяйства. На современном этапе при переходе к рыночной экономике неизбежно реформирование электроэнергетики России. Основные преобразования должны коснуться разделения сфер производства (генерации) электроэнергии и ее передачи по разным структурам, с заменой Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности на конкурентный оптовый рынок.

Намечаемое реформирование энергетики потребует в определенной степени уточнения задач проектирования ЕЭС России. Институт Энергосетьпроект к выполнению этой задачи готов.

Научно-исследовательское направление деятельности, охватывающее практически все наиболее перспективные прикладные исследования в области проектирования электроэнергетических систем и развития отрасли, всегда являлось неотъемлемой частью делового статуса института. Все годы он был и остается авторитетным исполнителем заданий Государственного комитета по науке и технике и Госплана СССР, а в последний период времени – Минэнерго России и РАО "ЕЭС России".

Основные направления научных исследований включают:

разработку прогноза развития электроэнергетики и электрификации страны, технико-экономическое обоснование направлений технического прогресса в энергетике, топливно-энергетических балансов по регионам и в стране;

разработку и обоснование путей дальнейшего развития Единой электроэнергетической системы страны, в том числе структуры и размещения генерирующих мощностей и системообразующей сети;

разработку и совершенствование схемно-режимной и конструктивно-строительной части электропередач высокого и сверхвысокого напряжения;

совершенствование и повышение качества проектирования и строительства электросетевых

объектов, применение новых конструкций ВЛ и ПС и их унификация;

разработку и совершенствование релейной защиты и автоматики электросетевых объектов и автоматического управления энергосистемами;

разработку, совершенствование и автоматизацию процессов управления и регулирования режимов работы электроэнергетических систем, средств телемеханики и связи, радиорелейной и вычислительной техники для управления;

вопросы анализа аварийности, надежности, живучести и безопасности электроэнергетических систем и объектов.

В годы наибольшей активности в сети институтов Энергосетьпроект функционировало более 30 научных подразделений с общим числом сотрудников до 900 человек.

Специальным приказом Минэнерго СССР институту было разрешено издание научных трудов в виде статей на основе разработок его сотрудников. Во исполнение этого приказа, начиная с 1969 г., много лет выпускался такой сборник по основным направлениям деятельности Энергосетьпроекта. Сборники выходили в Энергоиздате тиражом до 1000 экз. каждый. Они пользовались популярностью у специалистов. Всего вышло более 30 сборников. В 2002 г. традиция возобновляется: готовится к выпуску сборник, посвященный 40-летнему юбилею института.

В 1999 г. институт Энергосетьпроект (Москва) получил в Министерстве науки и технологий свидетельство о государственной аккредитации в качестве научной организации.

Периоду 1990 – 2000 гг. свойственны более скромные масштабы, центр тяжести научных исследований сместился в московский Энергосетьпроект. Сегодня в институте семь научных подразделений, в которых работают 64 человека. Среди них три доктора техн. наук (Ю. М. Коган, В. А. Скопинцев, И. В. Якимец), 35 кандидатов техн. и эконом. наук.

Оценить значимость прикладных научных исследований Энергосетьпроекта можно, прочитав статью сотрудников института, помещенную в этом номере.

Предметным звеном, ответственным за осуществление единой технической политики в вопросах проектирования линий электропередачи и подстанций, используемого силового оборудования, разработки и внедрения новой техники по указанным направлениям, в структуре института был **производственно-технический отдел**. Его эффективность была особо высока в период 1962 – 1992 гг. В эти годы под руководством и при непосредственном участии ведущих работников отдела были разработаны используемые и в настоящее время нормативно-методические документы по многим направлениям деятельности, альбомы унифицированных конструкций воздушных линий

электропередачи и подстанций всех классов напряжения переменного тока, типовые схемы электрических соединений подстанций 110 – 750 кВ.

Высок был профессиональный уровень экспертизы проектно-сметной документации, осуществляемый силами экспертного подразделения. С удовольствием и профессиональной благодарностью вспоминаются многочисленные и авторитетные совещания электриков, строителей, сметчиков.

В период с 1963 по 1970 г. отдел возглавлял М. А. Реут, имевший опыт работ в руководящих звеньях строительного крыла Минэнерго СССР. Он много сделал для выработки почерка работы отдела, оказывал ему постоянное отеческое внимание и при работе в качестве заместителя главного инженера института.

Нельзя не вспомнить наш золотой фонд – специалистов, создавших технический авторитет института. Среди них, ушедшие из жизни Е. М. Бухарин, Н. Н. Горшкова, Г. Д. Гофман, И. И. Комиссарова, Н. В. Мурашко, Л. Г. Ускова, М. Э. Хейфиц и ныне здравствующие Л. И. Какуевицкий, А. С. Беляев, Н. В. Плохих.

Период 1992 – 2002 гг. несколько снизил вос требованность отдела в сфере единой технической политики, но никоим образом не повлиял на высокий профессиональный уровень работающих. Хорошо известны всем причастным к электросетевым проблемам А. М. Кулаков, Е. В. Панкрушин, Н. Е. Соловьев, В. Г. Хотинский. За последние годы их силами разработаны главы седьмой редакции ПЭУ, ряд нормативных документов, ими координируется разработка такого значимого объекта, как электропередача 1150 кВ Сибирь – Урал, подготовлены сотни ответов на запросы по технической тематике от самых различных организаций.

Возрастающий объем технического перевооружения и нового строительства электрических сетей снова ставит вопросы о новых технических решениях, о возрождении экспертизы проектной документации, о разработке системы качества на основе требований стандартов ИСО 9000 и многом другом, где будет, безусловно, полезен опыт специалистов старшего поколения.

Работа **отдела РЗА** во вновь образованном институте Энергосетьпроект явилась логическим продолжением формировавшихся в предшествующие 30 лет направлений деятельности в области релейной защиты и автоматики. На всех этапах развития электроэнергетики и ЕЭС страны отдел ведет проектирование РЗА сетей 110 кВ и выше, включая уникальные электропередачи сверх- и ультравысоких напряжений переменного и постоянного тока. Сохраняя устоявшиеся традиции, отдел осуществляет разработки по созданию нормативных и методических работ по РЗА сетей 110 – 1150 кВ, принципиальных и полных схем релейной защиты, управления и сигнализации ВЛ и элементов ПС 110 – 750 кВ и других научно-тех-

нических материалов, позволяющих в основном выполнить проектирование РЗА и вторичных соединений вновь сооружаемых и реконструируемых энергообъектов с применением выпускаемой в стране и за рубежом аппаратуры.

Значителен многолетний труд по созданию 19 выпусков руководящих указаний по РЗА, изданных тиражом в десятки тысяч экземпляров и представляющих собой настольное руководство специалистов, занимающихся проектированием и эксплуатацией РЗА в нашей стране и за рубежом.

На протяжении всего своего существования отдел не прерывает связи с разработчиками новой релейной аппаратуры Чебоксарского электроаппаратного завода. Практически вся выпускаемая этим заводом аппаратура создавалась в тесном взаимодействии сотрудников отдела с конструкторским коллективом. Лауреатом Ленинской премии 1964 г. за разработку и внедрение релейной аппаратуры для защиты ВЛ 400 кВ наряду с сотрудниками отдела РЗА Энергосетьпроекта А. М. Федосеевым, В. М. Ермоленко и С. Я. Петровым стал директор ЧЭАЗ А. В. Буйволов.

До 1967 г. начальником отдела работал А. М. Федосеев. Его преемниками стали З. И. Якушкина, А. Г. Фомичев и Д. Д. Левкович. Под их руководством продолжалось логическое развитие отдела, сопровождаемое решением непростых технических и экономических проблем.

В 1998 г. отдел возглавила А. В. Рожкова. Начался период внедрения микропроцессорных устройств РЗА.

Строительство новых объектов в стране, необходимость модернизации и замены устаревшей техники потребовали разработки новых проектов по релейной защите и автоматике в больших объемах. Наиболее значимыми работами отдела в настоящее время являются объекты 500 кВ объединенных энергосистем. В них используются новейшие решения по релейной защите с применением микропроцессорной техники.

Отдел разработал новую редакцию раздела "Релейная защита" ПУЭ, участвует в разработке "Общих технических требований к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем"; выполнены "Руководящие указания по защите шин 110 кВ и выше"; разработаны технические предложения и даны рекомендации по защите трансформаторов и автотрансформаторов с высшим напряжением 110 – 750 кВ с применением элементов микропроцессорной техники. Аналогичная работа выполнена и для защиты линий 330 кВ и выше с использованием микропроцессорных защит фирмы АББ. Для ряда защит линий 330 кВ и выше этой фирмы впервые в России отделом разработана методика расчета.

Проводится совместная работа с отечественными разработчиками в области микропроцессорных устройств (НТЦ "Механотроника", НПП

"Экра"), обеспечивающих внедрение микропроцессорных защит отечественного производства.

Благодаря стараниям коллектива, его основателей и их последователей отдел РЗА завоевал признание не только среди релейщиков страны, но и за ее пределами.

В 70 – 90-х годах в области релейной защиты выполнялся комплекс работ, завершающих типизацию защит и автоматики ВЛ и ПС 110 – 750 кВ. Совместно с рядом организаций созданы комплексы релейной защиты и автоматики ВЛ 500 – 750 кВ на микроэлектронной элементной базе, разработана математическая модель и методика расчета токов КЗ, выполнен комплекс работ по автоматизации проектирования и исследований релейной защиты.

Коллектив отдела стремится сохранить творческий стиль работы, обеспечить внедрение достижений технического прогресса и высокий научно-технический уровень выполняемых работ.

Как всегда большое внимание уделяется организации работы с молодыми кадрами. В настоящее время здесь работает большая группа талантливых выпускников МЭИ, с которыми связываются надежды и будущее отдела.

Организуются регулярные проведения научно-технических конференций, где особое внимание уделяется молодежи. Практикуется командирование молодых специалистов на энергетические объекты. Подготовлены статьи для публикации в журнале "Электрические станции" с его благородительской и многообещающей эмблемой для молодых авторов.

Направления техники, которые были заложены в самом начале развития отдела РЗА, с годами переросли в отдельные отрасли. Жизнь потребовала разделения отдела на подразделения, каждое из которых возглавило в б. СССР, затем в России научно-исследовательское и инженерно-техническое направления в энергетике.

В настоящее время в Энергосетьпроекте успешно функционируют:

Научно-исследовательская лаборатория устойчивости и управления режимами энергосистем, возглавляемая канд. техн. наук З. Г. Хвощинской;

Отдел устойчивости, моделирования и противоаварийной автоматики, работающий под руководством Г. Л. Брухиса;

Научно-исследовательская лаборатория релейной защиты и автоматики энергосистем, руководимая канд. техн. наук Д. Р. Любарским.

С момента создания института Энергосетьпроект в его составе было образовано Отделение автоматики, телемеханики и наладки (ОАТН), которое стало одной из ведущих проектных, научно-исследовательских и наладочных организаций в сфере автоматизации технологических процессов электроэнергетики. В течение 60-х и 70-х годов совместно с другими ведущими научно-исследова-

тельскими и опытно-конструкторскими организациями отрасли и энергосистемами ОАТН способствовало повышению уровня автоматизации гидроэлектростанций, телемеханизации энергосистем и энергообъектов, созданию систем автоматического регулирования частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности. В этих областях были выполнены многие важные работы, в том числе:

проведена пусконаладка и осуществлен ввод в эксплуатацию агрегатов более 60 гидроэлектростанций, среди которых такие крупнейшие в стране, как Горьковская, Камская, Волжская, Иркутская, Братская, Каховская, Мингечаурская и др.;

осуществлена автоматизация действующих гидроэлектростанций, на вновь вводимых ГЭС большой мощности были проведены работы по комплексной автоматизации;

выполнена телемеханизация основных энергосистем в объеме, необходимом для обеспечения оперативно-диспетчерского контроля и управления; значительная часть энергетических объектов телемеханизирована и переведена на работу без постоянного дежурного персонала;

в ряде региональных энергосистем и энергобольшинств были проведены работы по автоматическому регулированию частоты и мощности, их диспетчерские пункты оборудованы современными средствами диспетчерского управления и контроля;

проведен комплекс работ по разработке, проектированию и внедрению новейших средств автоматизации технологических процессов на энергетических объектах (автооператоров, группового регулирования мощности и др.);

созданы первые комплексные цифровые системы сбора и передачи телемеханической информации; основные энергосистемы были оснащены вычислительными комплексами на базе универсальных ЭВМ единой серии;

проведен значительный объем работ по оснащению средствами вычислительной техники, телемеханики и связи диспетчерских пунктов и энергетических объектов ряда зарубежных стран (ОАР, Кубы).

Основными участниками перечисленных работ были ведущие специалисты ОАТН Энергосетьпроекта: ушедшие из жизни М. Д. Кучкин, И. В. Гостев, Л. В. Росман, Е. А. Волковенко и ныне здравствующие Б. А. Федоров, В. П. Саламатова, Г. И. Шавров, З. А. Шандура и многие другие незаурядные инженеры и ученые.

В последующие годы в связи с активным развитием Единой энергетической системы страны режимы работы системообразующих электрических сетей и крупнейших электростанций существенно усложнились, что поставило новые задачи перед оперативно-диспетчерским управлением энергосистемами и управлением технологическими процессами на энергетических объектах.

Для решения этих задач в 1971 г. в институте было создано **Московское специализированное проектно-конструкторское и научно-исследовательское отделение (МОАСУ)** по разработке автоматизированных систем управления (АСУ) в энергетике во главе с Ю. И. Лыковым. При этом на Энергосетьпроект были возложены функции головной проектной организации по созданию отраслевой АСУ "Энергия". Подразделения АСУ были созданы также в ряде основных региональных институтов Энергосетьпроект.

В 70 – 80-е годы были осуществлены масштабные по своему объему и значению для электроэнергетики страны работы, связанные с разработкой технических заданий и технических проектов зональных управляющих вычислительных центров (ЗУВЦ) объединенных энергосистем Урала, Сибири, Северо-Запада, Северного Кавказа, Средней Волги, вычислительные центры многих основных энергосистем. Велась разработка проектов оснащения действующих диспетчерских пунктов системами сбора, передачи и отображения информации с соответствующими каналами связи и передачи данных.

В этот период были проведены объемные и сложные работы по оснащению Центрального диспетчерского управления Единой энергосистемы страны (ЦДУ ЕЭС) современными средствами диспетчерского управления и созданию соответствующей автоматизированной системы – АСДУ, в том числе зональных ОДУ объединенных энергосистем, районных энергосистем и ряда предприятий электросетей.

Одновременно велась разработка типовых научно-технических решений различных задач, возникающих при создании таких систем управления, а также необходимых нормативно-методических документов отрасли.

Кроме упомянутых работ по созданию конкретных систем управления, была выполнена разработка унифицированных комплексов технических средств вычислительной техники для энергосистем, их центральных диспетчерских пунктов, крупных энергетических объектов. Был наложен малосерийный выпуск нестандартных технических средств сбора, передачи и отображения информации. Совместно с ЦДУ ЕЭС проведена комплексная наладка разработанных систем автоматического регулирования частоты и мощности в энергосистемах на базе малых управляющих ЭВМ и цифровых систем телемеханики.

В 70 – 80-х годах институт одним из первых в отечественной электроэнергетике стал осваивать новое перспективное направление в области автоматизации – создание автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) основных электросетевых объектов – крупных высоковольтных подстанций (как правило, напряжением 330 кВ и выше), а также систем

управления электротехническим оборудованием (электрической частью) тепловых, атомных и гидроэлектростанций.

Одним из первых объектов, на котором силами института была разработана и внедрена система управления на базе серийно выпускаемых средств вычислительной техники и автоматизации, явилась Молдавская ГРЭС. В эти же и последующие годы были запроектированы и введены в эксплуатацию АСУТП на ряде важных для энергетики страны подстанций, в том числе ПС 750 кВ Западно-Украинской, ПС линии электропередачи 1150 кВ Урал – Сибирь (ПС Кокчетавская, Итатская, Кустанай, Экибастуз) и др. Осуществлено проектирование систем управления для Костромской, Змиевской, Запорожской ГРЭС; АСУТП подстанций 500 кВ Михайловская, Калужская, Борино, Трубино; ПС 220 кВ Мосэнерго Тимирязевская, Сабурово, Трикотажная и др.

В 90-х годах, в сложный период перестройки и продолжающегося реформирования отечественной экономики, институт сумел не только сохранить многих из ведущих научно-технических специалистов в области автоматизированных систем управления электроэнергетическими объектами, но и укрепить состав подразделений отделения АСУ квалифицированными специалистами, имеющими опыт создания современных систем управления в разных отраслях промышленности (прежде всего – в энергетике) на базе микропроцессорных средств вычислительной техники и автоматизации нового поколения, а также молодыми специалистами. Это позволило институту в последние годы занять одно из ведущих положений в отрасли электроэнергетики по основным направлениям развития современного системостроения. Такими направлениями являются:

1. Разработка нормативно-методического обеспечения отрасли: концепций, методических указаний и других отраслевых руководящих документов в области автоматизированных и автоматических систем управления. Осуществляется разработка целого ряда отраслевых нормативно-методических документов по типовым техническим требованиям к АСУТП подстанций и системам управления электрической части станций, по выбору объемов информации и проектированию ССПИ в энергосистемах и др.

2. Разработка, проектирование и внедрение конкретных систем управления, в том числе:

АСУТП подстанций различных типов и напряжения;

систем управления электрической частью электростанций;

систем диспетчерского и технологического управления (АСДУ, АСТУ) энергообъединений и энергосистем;

автоматизированных систем управления диспетчерско-технологической (АСДТУ), производст-

венно-технической (АСПТУ) и организационно-экономической (АСОЭУ) деятельностью предприятий электрических и тепловых сетей.

3. Проведение НИР, относящихся к разработке методов, алгоритмов и программ решения наиболее сложных и перспективных задач, возникающих при функционировании и создании систем управления электроэнергетическими объектами.

Характерной особенностью подхода института к созданию современных систем управления – особенно в последние годы – является ориентация на комплексное выполнение работ на всех стадиях и этапах разработки, реконструкции, технического перевооружения и развития систем. Сформирован и развивается продуктивный коллектив специалистов во главе с А. М. Гельфандом.

Составной частью систем оперативно-диспетчерского, технологического, противоаварийного, административно-хозяйственного и организационно-экономического управления энергообъектами являются средства связи.

Первые 10 лет вопросы передачи информации решались в институте силами ОАТН и специалистами технического отдела. Для решения проблем организации связи в рамках задач систем управления и проведения единой технической политики в этой области в мае 1972 г. был сформирован **производственно-технический отдел средств связи**. Его начальником был назначен В. Х. Ишkin, работавший до этого в Отделении дальних передач.

Отдел был укомплектован специалистами высокого профессионального уровня, что позволило ему очень скоро стать ведущим звеном в сфере проектирования и внедрения современных технических средств связи.

Становление отдела обеспечили В. В. Айзенберг, В. М. Дубовицкая, А. С. Докторов, Б. А. Жучков, Л. И. Измайлова, В. Г. Каган, С. Н. Самойлов и, к сожалению, ныне умершие, К. Е. Михайлов, В. А. Серебряный, С. С. Агафонов, Х. А. Шамеев, К. Б. Мирошников.

За 30 лет творческой деятельности отдел выполнил значительный объем работ, касающихся концептуальных проблем развития систем связи отрасли, конкретные проектные заказы для энергосистем РАО “ЕЭС России” и других заказчиков.

Среди работ особой значимости следует выделить “Генеральную схему развития ЕСЭТЭ до 2005 г. с перспективой до 2015 г.”, “Схему развития межсистемных магистральных ВОЛС-ВЛ в увязке с создаваемыми ВОЛС-ВЛ АО-энерго до 2005 г.”, “Системный проект по организации интегрированной сети связи и передачи данных ЦДУ – ОДУ – АО-энерго”; совместно с ЦНИИ “Циклон” разработана аппаратура передачи диспетчерско-технологической информации и сигналов РЗ и ПА по цифровым каналам, которая в настоящее время проходит испытания в АО Тюменьэнерго. В этих работах принимали активное участие В. М. Дубо-

вицкая, Л. И. Измайлова, Н. Г. Лыкова, В. В. Чепролова и другие сотрудники отдела, а также специалисты региональных институтов Энергосетьпроект.

В составе осуществляемых отделом разработок используются технические решения с применением микропроцессорной техники, средств цифровой коммутации и передачи информации современного уровня достижений науки и техники.

Сегодня в составе отдела – 19 человек. За это время выполнены работы по 140 договорам. Устойчивы и продуктивны рабочие связи отдела с заказчиками, службами связи РАО “ЕЭС России”, ЦДУ ЕЭС, Минэнерго России и энергосистем.

Неотъемлемым звеном комплекса работ по созданию воздушных линий электропередачи и подстанций всех классов напряжения и рода тока являются **инженерные изыскания**. Именно они позволяют решить многогранную и сложную задачу сопряжения протяженных электрических сетей с природной средой, болезненно реагирующей на неосмотрительные действия.

Топографы, геологи, гидрологи, метеорологи и специалисты смежных профессий были и остаются обязательными работниками институтов Энергосетьпроекта наряду с электриками, строителями и другими специалистами-проектировщиками. Без материалов изысканий конструктивно-строительную часть конкретных объектов электроэнергетики разработать нельзя. Это – аксиома.

Инженерные изыскания всегда составляли ощущимую часть общего объема проектно-изыскательских работ институтов “Энергосетьпроект”, она не уменьшалась в периоды активного сетевого строительства ниже 26%, достигая в отдельные годы 32%.

В головном институте Энергосетьпроект организации изыскательского процесса уделялось пристальное и профессиональное внимание. Среди ключевых проблем выделялись нормативно-методическое обеспечение, разработка и реализация оптимальных методов работ, вопросы обновления используемых приборов, технического оснащения и транспорта. Решение этих задач было целью заместителей директора института по изысканиям И. В. Жулина и О. М. Любимова, работников ПТО по изысканиям: С. В. Шлепнева, Е. И. Соленова, В. Д. Коршикова и их коллег из региональных институтов.

Продуктивны были регулярные совещания изыскателей, конкурсы за звание лучшего отдела изысканий, лучших специалистов, лучших руководителей подразделений.

Следует отметить, что за годы работы освоены такие прогрессивные приемы изысканий, как аэрофотосъемка, полевые методы, испытание грунтов с разработкой оригинальных установок, защищенных авторскими свидетельствами. Здесь велика заслуга Н. К. Масленникова, Ю. Н. Бекето-

ва, А. С. Миронюка, В. Н. Чернявского и многих других.

Период сокращения объемов капитального строительства снизил уровень востребованности изыскателей. Объекты 220 – 500 кВ, сооружаемые в настоящее время, в основном базируются на материалах изысканий периода 1985 – 1990 гг. Эти резервы заканчиваются. Опыт прошлых лет будет полезен при изыскательских работах для новых объектов, однако необходимо проведение новых изысканий с применением современных приборов, совмещенных с вычислительной техникой. Необходимо освоение качественно других методов работы в условиях нового законодательства о земле, независимой местной администрации. Ориентироваться на численный состав изыскательских подразделений 70 – 80-х годов сейчас явно нереально.

Значителен вклад изыскателей в создание сетевых объектов за рубежом (Египет, Вьетнам, Монголия, Индия, Ливия, Сирия, Куба). Российских консультантов ценили и уважали иностранные заказчики.

Изыскатели были первыми. Вслед за ними приходили энергетики, электрики, строители, специалисты всех ведущих направлений электроэнергетики. Их вклад в развитие электрических сетей зарубежных стран неоценим. В какой-то мере его объем отражает перечень стран и протяженность линий электропередачи с подстанциями, построенных за рубежом в период 1970 – 1990 гг. Эти данные взяты из статьи работников Технопромэкспорта С. М. Бокова и В. А. Кузнецова в книге “Воспоминания старейших энергетиков” (М.: Энергоатомиздат, 1998).

Линии электропередачи с подстанциями

Страна	Общая протяженность, км	Напряжение, кВ
Афганистан	1800	35 – 110 – 220
Болгария	800	400 – 750
Венгрия	840	750
Вьетнам	6500	110 – 220
Египет	3030	35 – 130 – 220 – 500
Индия	900	400
Исландия	95	400
Китай	1200	500
Куба	5500	35 – 110 – 220
Ливия	700	220
Монголия	5000	35 – 110 – 220
Марокко	192	61 – 150
Польша	110	750
Румыния	160	750
Сирия	4100	110 – 220
Турция	310	380
Эфиопия	250	230

Подавляющее большинство этих объектов за-проектировано специалистами Энергосетьпроекта.

В 1990 г. приказом по Минэнерго ССР в институте Энергосетьпроект создан отраслевой **Научно-методический центр по исследованию и снижению последствий чрезвычайных ситуаций в электроэнергетике** (НМЦ ЧСЭ), который является специализированным подразделением, предназначенным для выполнения и координации научно-исследовательских и организационно-методических работ по анализу экстремальных ситуаций в электроэнергетических системах и разработке мероприятий, способствующих предотвращению и снижению опасных последствий от аварий путем внедрения в практику эксплуатации и проектирования мер по сокращению аварийности. Его руководителем является доктор техн. наук В. А. Скопинцев. В число основных направлений деятельности НМЦ ЧСЭ входят:

анализ аварийности на энергообъектах и в электроэнергетических системах;

разработка методологии и математических моделей для оценки влияния возможных аварий на энергетических объектах на экономику, окружающую среду и население;

разработка концепции предотвращения аварий и комплексной оценки надежности и риска возникновения аварий на энергообъектах;

определение технических требований к оснащению электроэнергетических систем техническими средствами и создание аварийного запаса материалов для ускоренной ликвидации аварий;

разработка методических материалов для повышения квалификации эксплуатационного и ремонтного персонала электроэнергетических систем для работы в экстремальных условиях.

Центр выполняет уникальные исследования по заданиям МЧС России, Минобороны России, Минэнерго России и РАО "ЕЭС России", при этом исследуются аварии природного и техногенного происхождения с учетом различных воздействий на энергообъекты. Сотрудниками НМЦ ЧСЭ доктором техн. наук В. П. Васиным, кандидатами техн. наук А. И. Верениным, Я. Е. Гоником, Ю. В. Морозкиным разработаны концепция анализа аварийности в электроэнергетических системах, теоретические и методические аспекты промышленной безопасности и живучести энергообъектов, математические модели для решения практических задач.

С первых дней создания института Энергосетьпроект в Москве функционировал **вычислительный центр** на базе ламповой ЭВМ 1-го поколения "Урал-2", созданный по инициативе и под руководством Ю. С. Борисова. Его активными помощниками и продолжателями этих жизненно важных для проектных подразделений нововведений были Б. Г. Калашников, Е. Н. Бутов, В. М. Чурюкин, С. Н. Мягков. Их энтузиазм при достаточ-

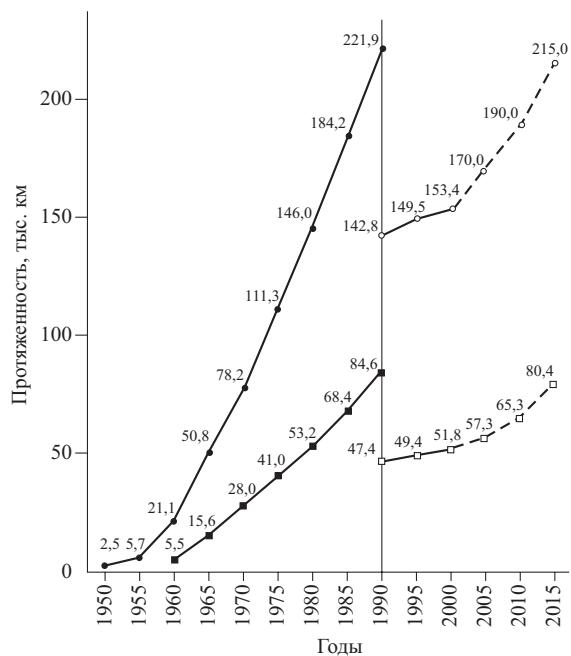
но активной помощи руководства института позволил решить неизбежные производственные трудности, преодолеть консерватизм работников, воспитанных на работе с арифмометрами "Фелико" и кабинетными счетами, сделать вычислительную технику неотъемлемой частью проектно-изыскательского производства. В 70-е годы эксплуатировались ЭВМ второго поколения на полупроводниковых элементах БЭСМ-4. В 80-е годы были введены в действие ЭВМ третьего поколения ЕС-1020, а затем две ЕС-1033, которые работали в непрерывном режиме.

Революционным событием в техническом перевооружении проектного производства стало появление в 1989 г. первых персональных компьютеров отечественного производства ЕС-1840. В конце этого же года в институт поступили первые импортные ПЭВМ XT-8088 и AT-286. В 1990 г. был организован первый компьютерный класс на 20 машин, а в 1991 г. после переезда в новое здание вычислительный центр был оснащен большой ЭВМ четвертого поколения – ЕС-1046. Технические характеристики новой ЭВМ значительно пре-восходили предыдущие модели. Параллельно шел процесс освоения сотрудниками института поступающих ПЭВМ. Компьютерный парк института не превышал в то время 100 единиц. На базе вычислительного центра была создана локальная сеть, охватывающая все отделы здания на Ткацкой улице. Сеть была связана с магнитными накопителями ЕС-1046, что позволяло при необходимости работать с огромными массивами данных.

Постепенно технический парк обновлялся более современными персональными компьютерами. Менялась техника, менялось математическое обеспечение. На определенном этапе большая ЭВМ ЕС-1046 перестала удовлетворять требованиям времени и была заменена на персональные компьютеры. Трудные 10 лет перестроичного периода остались позади.

На сегодня институт укомплектован современными персональными компьютерами на базе процессоров Pentium III и Celeron, объединенными в единую локальную сеть, имеющую выход в Internet. Техническая база и программное обеспечение непрерывно модернизируются с учетом технологических требований производственных подразделений. Новые компьютерные технологии разрабатываются и внедряются под руководством заместителя генерального директора института А. М. Гельфанд и при активном участии отдела эксплуатации вычислительной техники во главе с С. С. Киселевым.

Локальная сеть института модернизируется с учетом технологических требований производственных подразделений, существенно обновляется парк компьютерной техники и программного обеспечения.



Протяженность воздушных линий 220 – 330 кВ и выше энергосистем СССР и России:

● – 220 кВ и выше (СССР); ■ – 330 кВ и выше (СССР); ○ – 220 кВ и выше (Россия); □ – 330 кВ и выше (Россия)

Аналогичную эволюцию событий, связанных с освоением вычислительной техники, можно привести для многих институтов. Нельзя не назвать истинных борцов за этот сектор технического прогресса: Д. И. Кульбацкого, В. Д. Гаряжу, Е. И. Баранова, М. Н. Зайцева и их самоотверженных помощников.

Всякий юбилей является основанием для оценки итогов деятельности виновника торжества. Для Энергосетьпроекта главным итогом является уверенное и авторитетное сохранение роли ведущей организации отрасли в вопросах разработки путей и этапов развития электроэнергетики страны, в осуществлении единой технической политики при создании всей гаммы объектов, обеспечивающих надежное и долговечное функционирование Единой энергетической системы и образующих ее энергосистем.

Наглядной иллюстрацией результатов деятельности институтов Энергосетьпроект в объемном выражении являются данные о росте протяженности воздушных электрических сетей СССР и России напряжением 220 – 330 кВ и выше за период

1960 – 2000 гг. (рисунок). В эти годы протяженность сетей 220 кВ возросла более чем на 210 тыс. км. В их числе более 80 тыс. км составляют системообразующие сети напряжением 330 кВ и выше.

Все эти линии, а также дополняющие их комплексы подстанций, уникальные испытательные стенды, объекты систем диспетчерского управления объединенных и региональных энергосистем, обширный состав объектов зарубежных стран и многое другое построены по рабочим чертежам, на которых значится авторитетная эмблема институтов Энергосетьпроект и подписи их руководителей, главных инженеров проектов, опытных разработчиков.

В рабочей документации институтов сконцентрирован многолетний опыт проектирования достижения отечественной и зарубежной науки и техники, опыта эксплуатации и строительства. Их основа – творческое содружество сети институтов Энергосетьпроект, плодотворные деловые контракты с ведущими научно-исследовательскими организациями отрасли, среди которых ВНИИЭ, НИИПТ, ЭНИН, ВЭИ и многие другие.

Территориальный принцип формирования Энергосетьпроекта полностью подтвердил себя при решении проектных проблем создания Единой энергетической системы. Его рациональные стороны целесообразно учесть при осуществляющейся перестройке научно-проектного комплекса отрасли, что позволит продуктивно решить задачи дальнейшего развития и технического перевооружения ЕЭС России.

Таков краткий исторический обзор сорока лет деятельности институтов Энергосетьпроект. В его основе обширные материалы, отражающие творческую деятельность коллективов в эти насыщенные события годы. Объем журнальной статьи не позволил рассказать о них подробно, назвать поименно многочисленных участников. По сути, это тезисы книги об истории института, над которой работает представительный редакционный совет. Ее рабочее наименование – “Луч проектировщика”. Так называл Энергосетьпроект Петр Степанович Непорожный, работавший более 20 лет министром энергетики и электрификации, наш требовательный руководитель и соратник.

Опыт прошедших сорока лет, безусловно, будет полезен и в пятом десятилетии, при решении институтом задач нового века.

Развитие генерирующих мощностей ЕЭС России и условия топливообеспечения электростанций в период до 2020 г.

Чемоданов В. И., канд. эконом. наук, Бобылева Н. В., Челнокова Н. Г., Соколова Н. Ю., инженеры

ОАО “Институт Энергосетьпроект”

Работы по формированию и развитию Единой энергосистемы, начиная с момента создания института Энергосетьпроект в 1962 г., были важнейшими в его деятельности.

При выполнении крупных комплексных работ по развитию ЕЭС приходится решать большое количество проблем и вопросов, включая оценку спроса на электрическую и тепловую энергию, структуру и режимы работы различных типов электростанций, топливообеспечения генерирующих источников на органическом топливе, развитие электросетевого хозяйства и др.

На современном этапе развития обострились проблемы топливообеспечения электростанций, в

частности, привлечения в топливный баланс различных видов органического топлива, что делает необходимым проведение анализа изменения перспективной структуры генерирующих мощностей в увязке с их топливообеспечением.

Показатели, характеризующие существующее состояние электроэнергетики, приведены на рис. 1.

Установленная мощность электростанций России и структура генерирующих мощностей за последние 10 лет практически не изменилась и на 1/I 2001 г. составила 212,8 млн. кВт, в том числе 21,3 млн. кВт (10%) АЭС, 44,3 млн. кВт (более 20%) ГЭС и 147,2 млн. кВт (около 70%) ТЭС.

С 1999 г. впервые за последние десять лет наметился устойчивый рост абсолютных объемов электропотребления. За 2000 г. прирост электропотребления составил 3,8%, или 30,6 млрд. кВт·ч, а общий объем спроса на электроэнергию – 863,7 млрд. кВт·ч. Увеличение спроса на электроэнергию наблюдалось во всех отраслях промышленности и экономики: в промышленности – на 4%, в транспорте – на 0,5%, в строительстве – на 11,4%.

Производство электроэнергии по России в целом в 2000 г. составило 877,8 млрд. кВт·ч, в том числе АЭС – 129 млрд. кВт·ч, ГЭС – 165,4 млрд. кВт·ч, ТЭС (с блок-станциями и децентрализацией) – 583,4 млрд. кВт·ч. Рост производства по отношению к 1999 г. на АЭС составил 7,5%, на ТЭС – 3%, на ГЭС – около 2%.

Объем экспорта электроэнергии из ЕЭС России в 2000 г. составил 14 млрд. кВт·ч, в том числе в дальнее зарубежье порядка 5 млрд. кВт·ч, в страны ближнего зарубежья – около 9 млрд. кВт·ч.

В 2000 г. топливопотребление на ТЭС страны составило 277,2 млн. т условного топлива, в том числе : 176,3 млн. т газа, 79,6 млн. т угля и 14,5 млн. т мазута. На ТЭС РАО “ЕЭС России” и АО-энерго израсходовано 243,2 млн. т условного топлива, в том числе: 155,5 млн. т газа, 74,4 млн. т угля и 12,5 млн. т мазута. При этом потребление угля на ТЭС увеличилось по сравнению с 1999 г. на 10%, а газа только на 2%. Потребление нефтепродукта снизилось на 20%. В структуре топлива, потребленного на ТЭС в 2000 г., доля газа осталась на прежнем уровне – 64%, доля угля увеличилась с 29 до 31%, доля мазута уменьшилась с 7 до 5%.

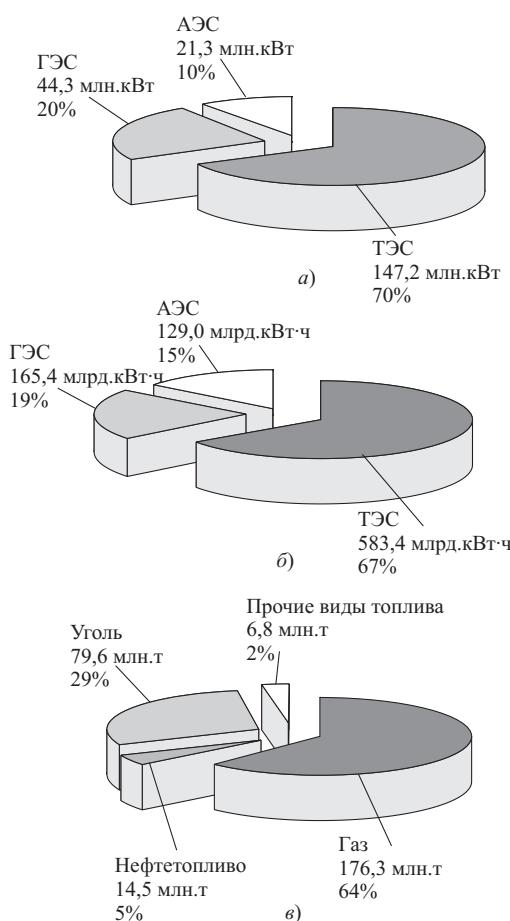


Рис. 1. Существующее состояние электроэнергетики:

а – структура установленной мощности электростанций России в 2000 г.; б – структура производства электроэнергии на электростанциях России в 2000 г.; в – расход органического топлива централизованными тепловыми электростанциями России в 2000 г. (в миллионах тонн условного топлива)

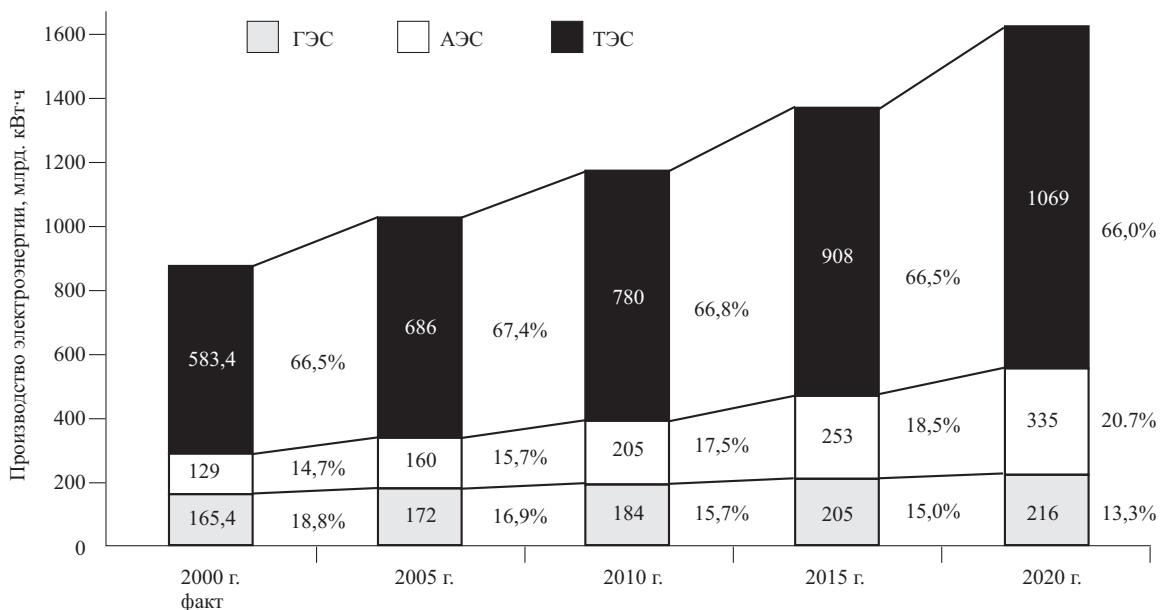


Рис. 2. Изменение структуры производства электроэнергии

На этом топливе тепловыми электростанциями РАО “ЕЭС России” и АО-энерго в 2000 г. было выработано 534,6 млрд. кВт·ч электроэнергии (на 17,1 млрд. кВт·ч больше по сравнению с 1999 г.), отпущено 530,3 млн. Гкал тепла (на 6,7 млн. Гкал меньше, чем в 1999 г.).

По сравнению с максимальным потреблением топлива в 1990 г., в 2000 г. на ТЭС сократилось потребление всех основных видов топлива, но в наибольшей степени природного газа – более чем на 42 млрд. м³.

По итогам 1999 – 2001 гг. в электроэнергетике России появился или получил дальнейшее развитие ряд положительных тенденций, к наиболее значимым из которых можно отнести:

Единая энергетическая система работала устойчиво, сохранялась параллельная работа с энергосистемами Балтии, Белоруссии, Украины, ОЭС Казахстана и ОЭС Сибири;

повысилось качество электроэнергии: среднее значение частоты электрического тока в 2000 г. составило 49,99 Гц (в 1998 г. – 49,92 Гц), а число технологических сбоев оборудования за этот же период времени сократилось на 25%;

улучшилась ситуация по расчетам с поставщиками топлива.

В то же время работа ЕЭС России осложнялась рядом серьезных проблем:

1. В 2001 г., как и в предыдущие годы, в трудных условиях проходит обеспечение электростанций топливом. Доля расхода газомазутного топлива на ТЭС составляет 70% в целом по стране и 85% – по европейским районам, а доля угля и прочих твердых видов топлива на ТЭС европейских районов не превышает 15%. Это ставит топливное обеспечение электростанций в зависимость от бесперебойности поставок газа в необходимых

для отрасли объемах. Поставки всех видов топлива осложнялись систематическими неплатежами потребителей за поставленную электрическую и тепловую энергию, что приводило к недоплатам энергетиков за газ, мазут и уголь, и, следовательно, к систематическим ограничениям по газу, недоставкам угля и мазута особенно на ТЭС РАО “ЕЭС России”. Эти обстоятельства приводили к недопустимым сработкам запасов топлива.

2. Нарастает процесс физического и морально-го старения генерирующего и электросетевого оборудования. В настоящее время выработали ресурс 34 млн. кВт, или 16% мощности электростанций России, в том числе ГЭС – 22 млн. кВт, ТЭС – 12 млн. кВт. Особенно сложная ситуация складывается со старением ГЭС в европейской части страны, где они обеспечивают более 20% потребности в электрической энергии. При этом необходимо иметь в виду, что основные фонды в электроэнергетике самортизированы более чем на 50%, что снижает финансовые ресурсы для замены устаревшего оборудования. Нарастание объема износа оборудования и отсутствие возможности его восстановления вводит энергетику в зону повышенного риска технологических отказов и аварий не только оборудования, но и систем автоматического регулирования, релейной защиты и противоаварийного управления

3. Недостаточная пропускная способность электрических сетей в ряде регионов России приводит к ограничению использования мощности и электроэнергии ряда электростанций, снижает надежность электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций:

отсутствует возможность выдачи мощности тепловых электростанций Сибири и, в первую очередь, мощности Березовской ГРЭС-1, использу-

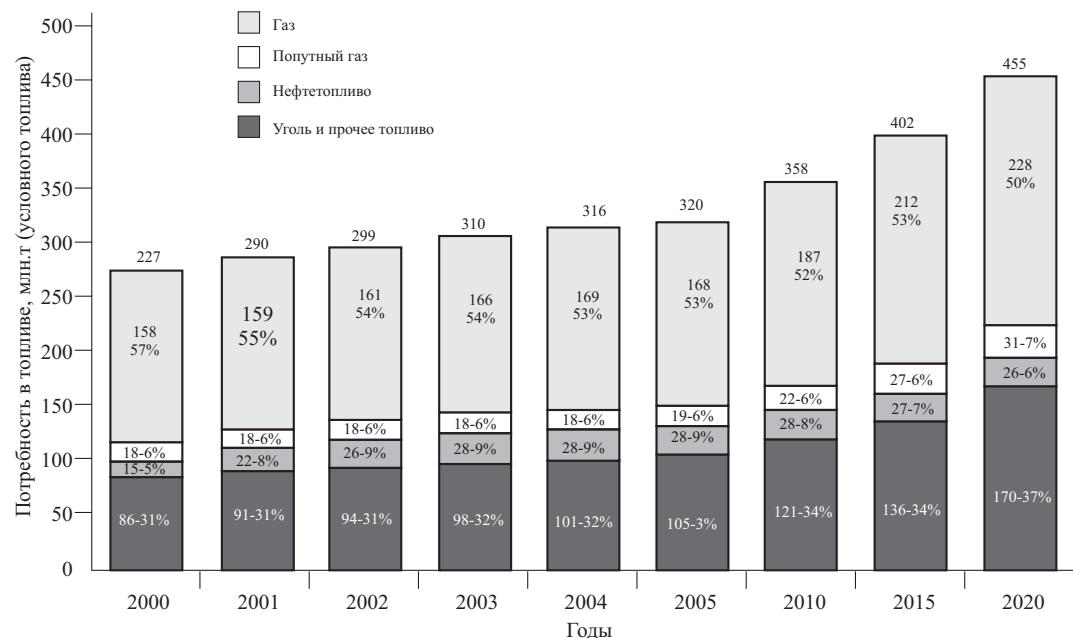


Рис. 3. Потребность в топливе ТЭС России (по первому варианту)

зующей дешевые канко-ачинские угли, в европейскую часть страны, а также использования в этих регионах свободной мощности сибирских ГЭС;

ограничивается использование мощности и электроэнергии Саяно-Шушенской ГЭС, Печорской ГРЭС и Кольской АЭС;

недостаточная пропускная способность электрической сети снижает надежность электроснабжения потребителей Карельской энергосистемы, северной части Кольской энергосистемы, энергосистемы Коми, Бурятской, Читинской и Дальневосточной энергосистем.

4. Проведение государством политики сдерживания цен на продукцию электроэнергетики по сравнению с ценами на промышленную продукцию и ценами на органическое топливо привело к непропорционально быстрому увеличению себестоимости производства электроэнергии и тепла, которое не компенсировалось адекватным ростом тарифов на электро- и теплоэнергию. Сохранение перекрестного субсидирования разных категорий потребителей создает дополнительную нагрузку на промышленных потребителей продукции электроэнергетики, что еще более усугубляет кризис неплатежей.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 г., основные положения которой одобрены решением Правительства РФ в ноябре 2000 г., ориентирована на сценарий экономического развития страны, предполагающий форсированное проведение социально-экономических реформ с темпами роста производства валового внутреннего продукта 5 – 6% в год и соответствующим устойчивым ростом электропотребления порядка 3% в год. В результате, потребление электроэнергии достиг-

нет в 2010 г. 1135 млрд. кВт·ч, а в 2020 г. – 1545 млрд. кВт·ч. Соответственно уровень максимального потребления электроэнергии 1990 г. будет превышен уже в 2010 г. на 6%.

Эта тенденция характерна для европейских регионов России, включая Урал. В регионах Сибири и Дальнего Востока, учитывая сохранение их сырьевой ориентации и инвестиционную привлекательность, намечаются более высокие темпы роста уровня электропотребления.

В соответствии с Энергетической стратегией России (с учетом увеличения эффективного экспорта электрической энергии) к 2010 г. производство электроэнергии должно достичь 1168 млрд. кВт·ч, а к 2020 г. – 1620 млрд. кВт·ч. При этом намечается значительный рост производства электроэнергии: на АЭС – со 129 млрд. кВт·ч в 2000 г. до 335 млрд. кВт·ч в 2020 г., в том числе в европейской части страны, включая Урал, до 326 млрд. кВт·ч.; на ГЭС – со 165,4 млрд. кВт·ч в 2000 г. до 216 млрд. кВт·ч в 2020 г. в основном за счет освоения гидроресурсов сибирского и восточного регионов страны (рис. 2).

Ожидается, что производство и отпуск тепла от электростанций по сравнению с 2000 г. увеличится в меньшей степени: на 15% к 2010 г. и на 35% к 2020 г., что обусловлено предполагаемой реализацией большого потенциала теплосбережения и изменением технологий производства в ряде теплоемких отраслей промышленности. При этом уровень отпуска тепла от электростанций 1990 г. не будет достигнут до конца рассматриваемого периода.

Для обеспечения прогнозируемых уровней электро- и теплопотребления в Энергетической стратегии России на период до 2020 г. намечаются

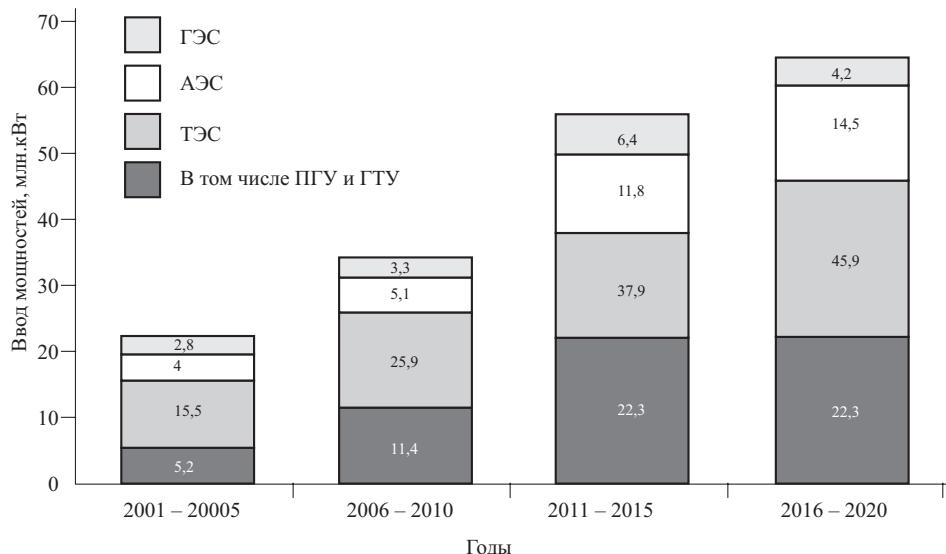


Рис. 4. Структура ввода энергетических мощностей

вводы генерирующих мощностей в объеме более 230 млн. кВт. При этом вводы мощности предлагаются наращивать с 3 – 4 млн. кВт в год в пятилетку 2001 – 2006 гг. до 20 млн. кВт в год в период 2016 – 2020 гг. Вводы мощности на ТЭС, включая замену, должны составить 164 млн. кВт, в том числе с использованием новых технологий ПГУ и ГТУ более 80 млн. кВт. Тем самым будет обеспечена практически полная замена существующего парка энергетического оборудования.

Столь большие вводы на электростанциях связаны не только с выработкой ресурса действующего оборудования, но и с необходимостью экономии топливно-энергетических ресурсов за счет ввода электростанций с низкими удельными расходами топлива.

Обеспечение в таких масштабах вводов мощности на электростанциях представляется труднорешаемой задачей, так как они превышают вводы, имевшие место в б. СССР в период наиболее высоких темпов развития электроэнергетики. Могут возникнуть сложности с обеспечением инвестиционными ресурсами, возможностями отечественного машиностроения и строительных организаций.

С учетом этого для уровней электропотребления, прогнозируемых в Энергетической стратегии России, институтом Энергосетьпроект были разработаны варианты развития генерирующих мощностей с более умеренными вводами генерирующих мощностей ГЭС и ТЭС за счет продления ресурса службы действующего оборудования:

первый вариант – замена устаревшего оборудования рассматривается в размере 40 млн. кВт в период до 2020 г., из них на ТЭС – 30 млн. кВт;

второй вариант – замена устаревшего оборудования рассматривается в размере 60 млн. кВт в период до 2020 г., из них на ТЭС – 50 млн. кВт.

При этом вводы мощности в период 2001 – 2020 гг. с использованием ПГУ и ГТУ тех-

нологий для технического перевооружения и нового строительства в первом варианте составляют 32 млн. кВт, во втором – 61 млн. кВт.

Масштабы вводов мощности на электростанциях России в **первом варианте** за рассматриваемый период 2001 – 2020 гг. оцениваются величиной порядка 160 млн. кВт, в том числе на ГЭС и ГАЭС – 17 млн. кВт, на АЭС – 36 млн. кВт (что практически соответствует цифрам Энергетической стратегии), на ТЭС – 105 млн. кВт (из них ПГУ и ГТУ – 32 млн. кВт). При этом объемы вводов на замену устаревшего оборудования должны составить около 40 млн. кВт, в том числе ТЭС – 30 млн. кВт.

Ежегодные объемы вводов генерирующей мощности в этом варианте изменяются от 4 млн. кВт в год в пятилетку 2001 – 2005 гг. до 9 – 10 млн. кВт в год в период 2016 – 2020 гг.

При прогнозируемых уровнях потребности в электрической и тепловой энергии на ТЭС страны в условиях умеренных объемов вводов мощности предполагается выработать порядка 690 млрд. кВт·ч электроэнергии в 2005 г., 780 млрд. кВт·ч – в 2010 г., 910 млрд. кВт·ч – в 2015 г. и 1070 млрд. кВт·ч – в 2020 г.

При формировании топливной базы электроэнергетики на перспективу в Энергетической стратегии прогнозируются ограничение потребления электростанциями ресурсов высококачественных видов топлива (газа и мазута) за счет увеличения использования угля, а также энергоресурсов АЭС и ГЭС.

Это обусловлено, в первую очередь, тем, что в последние годы в газовой промышленности проявились негативные тенденции, связанные с падением добычи газа на действующих месторождениях Западной Сибири, отставанием обустройства и освоения новых газовых площадей на Ямале, в Тюменской обл. и в Баренцевом море. Причиной

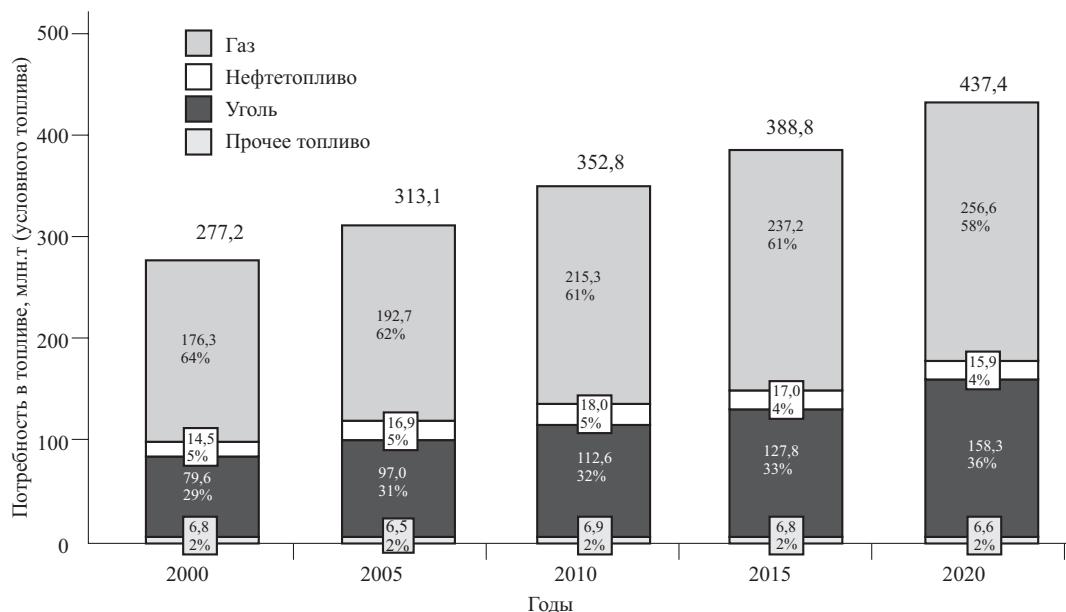


Рис. 5. Потребность в топливе ТЭС России (по второму варианту)

отставания явилось недостаточное финансирование новых проектов, неудовлетворительная ценовая политика искусственного сдерживания цен на газ, проводившаяся в последние годы в условиях либерализации цен на другие виды топлива, и неплатежи потребителей на внутреннем рынке страны.

Снижение доли газа для электроэнергетики означает необходимость коренной технологической и экономической перестройки топливного баланса электростанций, потребляющих одну четвертую часть газа на российском газовом рынке.

Необходимо отметить, что снижение добычи нефти и резкое сокращение производства топочно-го мазута на перспективу в связи с увеличением спроса на светлые нефтепродукты предопределяют его использование на электростанциях преимущественно в качестве резервного растопочного топлива.

Для обеспечения электростанций топливом в объемах, требуемых для покрытия уровней электропотребления, намеченных в Энергетической стратегии России, предусматривается максимальное вовлечение угля в топливный баланс электроэнергетики.

Проведенные по заказу РАО “ЕЭС России” исследования ЗАО “Горный конгресс” показали, что максимальные ресурсы угля для электроэнергетики могут составить 210 млн. т в 2010 г. и 280 млн. т в 2020 г. В наибольшей степени может увеличиться добыча для электроэнергетики канского-ачинского и кузнецкого угля соответственно с 33 и 40 млн. т в 2000 г. до 120 и 70 млн. т в 2020 г., что существенно отразится на регионе Сибири. Поставки угля для этого региона возрастут более чем в 2 раза и составят более 220 млн. т на уровне 2020 г. Рост добычи углей прочих месторождений, в основном, европейской части России (с Уралом)

и региона Дальнего Востока, за тот же период возрастет незначительно – с 48 до 68 млн. т. Поставки на ТЭС углей европейской части России (с Уралом) возрастают с 13 млн. т в 2000 г. до 15 млн. т в 2020 г. В регионе Дальнего Востока поставки местных углей увеличатся с 14,7 млн. т до 21 млн. т. Поставки экибастузского угля для российской электроэнергетики после небольшого прироста за 2005 г. вернутся на существующий уровень.

Наращивание добычи угля до приведенных величин потребует значительных инвестиций в угольную отрасль – более 13 млрд. дол. США за период до 2020 г.

Первоначально увеличение ресурсов угля предполагается направлять на увеличение выработки электроэнергии на действующих угольных электростанциях, обеспечив к 2010 г. полную их загрузку, что соответствует потреблению 194 млн. т. Начиная с 2010 г. предлагается начать строительство новых угольных электростанций, суммарное потребление угля на которых к 2020 г. составит 87 млн. т. В первую очередь новые угольные электростанции намечается вводить в Сибири и на Дальнем Востоке (около 60%), а в европейской части исходя из оставшихся ресурсов.

Всего по стране до 2020 г. предполагается ввести более 35 млн. кВт новой и расширяемой мощности на угле и выполнить работы по комплексной реконструкции с заменой оборудования в существующих корпусах на ТЭС, суммарной мощностью около 9 млн. кВт, сжигающих в настоящее время уголь. Затраты на реализацию этих мероприятий составят более 42 млрд. дол. США. При реализации данной программы установленная мощность угольных ТЭС, с учетом демонтажа старого оборудования, возрастет в 1,6 раза с 46,6 млн. кВт в

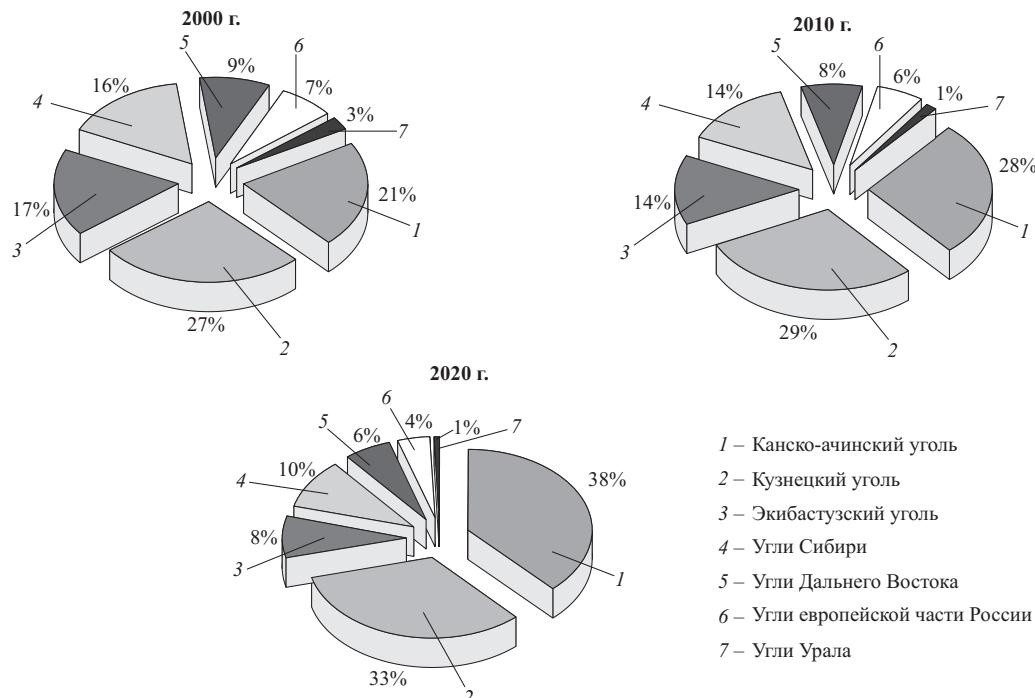


Рис. 6. Структура угольного топлива ТЭС России

2000 г. до 75,5 млн. кВт в 2020 г. Кроме этого для выдачи 6 млн. кВт избыточной сибирской мощности на угольном топливе в европейскую часть страны необходимы затраты в электросетевое строительство в объеме 2,8 млрд. дол. США.

Суммарная потребность электростанций в топливе по стране в целом возрастет с 277 млн. т условного топлива в 2000 г. до 358 млн. т в 2010 г. и до 455 млн. т в 2020 г. (рис.3). Эта потребность определена с учетом реализации программы ввода нового прогрессивного оборудования на электростанциях, реконструкции действующих электростанций с учетом достижений научно-технического прогресса и демонтажа оборудования, выработавшего свой ресурс и не подлежащего продлению.

Снижение в темпах реализации программы обновления электроэнергетики и сохранение в работе устаревшего оборудования с повышенными удельными расходами топлива приведут к дополнительному росту потребности в органическом топливе.

Анализ потребности по отдельным видам органического топлива показывает, что потребность ТЭС в угле в целом по России возрастает за рассматриваемый период в 2 раза и в пересчете на условное топливо увеличится с 86 млн. т (31%) в 2000 г., до 120 млн. т (34%) в 2010 г. и до 170 млн. т (37%) в 2020 г.

Рост потребности в мазуте с 15 млн. т условного топлива в 2000 г. до 28 млн. т в 2005 г. является вынужденной мерой и в последующем ожидается стабилизация его потребления в абсолютном выражении и снижение доли в топливном балансе с 9 до 6 %.

Потребление попутного газа намечается увеличить в рассматриваемый период с 18 млн. т условного топлива (6%) в 2000 г. до 31 млн. т (7%) в 2020 г.

Оставшаяся потребность электростанций в органическом топливе должна быть покрыта природным газом, абсолютное потребление которого существенно вырастет: со 158 млн. т условного топлива в 2000 г. до 187 млн. т к 2010 г. и до 228 млн. т к 2020 г. при снижении его доли в топливном балансе с 57% в 2000 г. до 52% в 2010 г. и до 50% в 2020 г.

Для европейской части России (с Уралом) потребность в топливе возрастает с 210 млн. т условного топлива в 2000 г. до 325 млн. т в 2020 г. При этом доля газа в структуре топливного баланса ТЭС снизится с 80 в 2000 г. до 74% в 2020 г., а доля угля возрастет с 14% в 2000 г. до 19% в 2020 г.

На ТЭС Сибири для производства электроэнергии как в настоящее время, так и в перспективный период будет использоваться в основном угольное топливо. Доля газа в производстве электроэнергии незначительна. Потребность в топливе в регионе Сибири увеличится с 53 млн. т условного топлива в 2000 г. до 109 млн. т в 2020 г., в том числе в угле с 45 млн. т в 2000 г. до 97 млн. т в 2020 г.

На ТЭС Дальнего Востока потребность в топливе (в пересчете на условное топливо) увеличивается с 13 млн. т в 2000 г. до 21 млн. т к 2020 г. При этом существенно с 15% в 2000 г. до 48% в 2020 г. увеличивается доля газа в топливном балансе ТЭС. Увеличение газа для электростанций

этого региона предусматривается за счет использования газа сахалинских месторождений. Доля угля будет падать с 77% в 2000 г. до 48% в 2020 г.

В рассмотренном ранее первом варианте вводы мощностей на угольных ТЭС составят: до 2005 г. – 2,2 млн. кВт, в 2006 – 2010 гг. – 7,7 млн. кВт, в 2011 – 2015 гг. – 6,9 млн. кВт, в 2016 – 2020 гг. – 18,2 млн. кВт.

Как отмечалось ранее, это требует больших затрат как в угольную промышленность (порядка 13,5 млрд. дол. США), так и на строительство новых и реконструкцию существующих электростанций на угле (более 42 млрд. дол. США). Кроме того, необходимо отметить, что для большинства электростанций отсутствуют реальные площадки и разработанные ТЭО.

Ресурсы мазута для электроэнергетики постоянно снижаются при росте потребности страны в светлых нефтепродуктах и прогнозируются по данным специалистов ВНИПИНефть в объеме 11,5 – 12,5 млн. т в период до 2005 г. и 13,6 млн. т в период 2010 – 2020 гг. при возможном лимите ресурсов топочного мазута в этот период 19,0 – 20,5 млн. т.

Для надежности энергоснабжения России особо важное значение приобретает газоугольная стратегия формирования топливно-энергетического баланса тепловых электростанций, что потребует развития, прежде всего, Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов.

Наиболее приемлемым вариантом развития угольной отрасли является максимальный, где ресурсы энергетических углей для ТЭС прогнозируются в объеме 186,0 млн. т в 2010 г. и 259,3 млн. т в 2020 г., а с учетом потребности ТЭС в экибастузском и уртуйском углях общие ресурсы углей составят 217 млн. т в 2010 г., 240 млн. т в 2015 г. и 284 млн. т в 2020 г.

Объемы угольного топлива бассейнов европейской части страны ограничены для электроэнергетики и поддерживаются на современном уровне за счет значительных инвестиций или снижаются при отработке промышленных запасов угля.

Угли Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов федерального значения являются основной топливной базой для развития энергетики страны на твердом топливе.

Наметившаяся в последние месяцы своевременная оплата топлива позволила увеличить поставки газа на электростанции страны.

Эти условия были учтены при разработке *второго варианта* развития генерирующих мощностей.

В соответствии с принятыми расчетными условиями масштабы вводов мощности во втором варианте в увязке с уровнями потребности и динамикой снижения мощности действующих электростанций России за период 2001 – 2020 гг. оцениваются величиной порядка 177 млн. кВт, в том числе

на ГЭС и ГАЭС – 17 млн. кВт, на АЭС – 35 млн. кВт, на ТЭС – 125 млн. кВт (из них ПГУ и ГТУ – 61,2 млн. кВт), возобновляемые источники – 0,3 млн. кВт (рис. 4). При этом объемы вводов на замену устаревшего оборудования должны составить 60 млн. кВт, в том числе ТЭС – 50 млн. кВт.

Из общего объема необходимых вводов энергомощностей ТЭС 71 млн. кВт, или 57%, предполагается осуществить на газомазутном топливе, в том числе в европейской части страны (с Уралом) порядка 62 млн. кВт, а на угле – 54 млн. кВт, или 43%, в том числе в европейской части страны (с Уралом) порядка 27 млн. кВт.

В соответствии с принятым в рассматриваемом варианте развитием генерирующих мощностей структура производства электроэнергии к 2020 г. изменяется практически за счет роста доли АЭС (с 14,7% в 2000 г. до 20,5% в 2020 г.) и уменьшения доли ГЭС (с 19,4% в 2000 г. до 13,2% в 2020 г.). Доля ТЭС на органическом топливе остается стабильной на уровне 66%.

На уровне 2015 – 2020 гг., как и в первом варианте, при сооружении надежной связи между ОЭС Сибири и Урала по ВЛ переменного и постоянного тока в энергобалансах европейской части ЕЭС России учтено получение мощности и электроэнергии от сибирских ГЭС и КЭС на канского-ачинском угле в объеме 2 млн. кВт (8 млрд. кВт·ч) на уровне 2015 г. и 6 млн. кВт (32 млрд. кВт·ч) на уровне 2020 г.

Прогноз потребности электростанций в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электро- и теплоэнергии. При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитывались режимы работы ТЭС в отдельных энергообъединениях, характеристики действующего оборудования, виды установленного для ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения, а также необходимость замены дефицитных видов топлива другими в соответствии с объемами ресурсов отдельных видов топлива для электроэнергетики.

Суммарная потребность в органическом топливе (в пересчете на условное топливо) электростанций России (рис. 5) возрастает с 277,3 млн. т в 2000 г. до 313,1 млн. т в 2005 г., до 352,9 млн. т в 2010 г., до 388,8 млн. т в 2015 г. и до 437,4 млн. т в 2020 г. (против 455 млн. т в первом варианте), т.е. прирост составит 160,1 млн. т, или 58% (по отношению к 2000 г.).

Из общего прироста потребности ТЭС в топливе к 2020 г. около 50% составляет уголь, 50% – газ. При этом удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию будут снижаться с 341 г/(кВт·ч) в 2000 г. до 323 г/(кВт·ч) в 2010 г. и до 298 г/(кВт·ч) в 2020 г.

Структура топливного баланса электростанций изменяется в перспективе, в основном, за счет уве-

личения удельного веса угля с 29% в 2000 г. до 32% в 2010 г. и до 36% в 2020 г. Доля газа снижается с 64% в 2000 г. до 61% в 2010 г. и до 58% в 2020 г., а доля нефтеплива сохраняется на весь рассматриваемый период на уровне 5 – 4%.

Потребность ТЭС в газе возрастает со 176,3 млн. т условного топлива (154,6 млрд. м³) в 2000 г. до 215,3 млн. т (188,9 млрд. м³) в 2010 г. и до 256,7 млн. т (225,2 млрд. м³) в 2020 г.

Повышение абсолютной потребности электростанций в газовом топливе на период до 2020 г. по отношению к 2000 г. обусловлено существующей и перспективной структурой генерирующих мощностей с ростом объемов производства электро- и теплоэнергии на газовых ТЭС при максимальной загрузке пылеугольных электростанций, а также снижением поставок мазута в качестве резервного топлива и ужесточением природоохраных требований к пылеугольным ТЭС.

Потребность электростанций в нефтепливе практически изменяется незначительно: с 14,5 млн. т условного топлива (10,7 млн. т) в 2000 г. до 18,0 млн. т условного топлива (13,3 млн. т) в 2010 г. и до 15,9 млн. т условного топлива (11,8 млн. т) в 2020 г.

Расчетная потребность ТЭС в угольном топливе увеличивается с 79,6 млн. т условного топлива (141,1 млн. т) в 2000 г. до 112,7 млн. т условного топлива (195,7 млн. т) в 2010 г. и до 158,3 млн. т условного топлива (271,6 млн. т) в 2020 г.

Прирост потребности электростанций в твердом топливе предполагается, главным образом, за счет кузнецкого и канского-ачинского углей Сибири.

В структуре угольного топлива для ТЭС страны удельный вес кузнецкого и канского-ачинского углей повышается с 48% в 2000 г. до 57% в 2010 г. и до 71% в 2020 г. за счет ввода энергомощностей на этих углях (рис. 6).

Недопоставки, срывы сроков отгрузки и рост стоимости (особенно железнодорожных тарифов) экибастузского угля из Казахстана вызывают необходимость приближения сроков реконструкции электростанций, работающих на этом угле, для перевода их на кузнецкий уголь, что потребует дополнительных капиталовложений в электроэнергетику.

Рост потребности электростанций в других видах углей имеет, в основном, региональное значение и отражено в потребности в твердом топливе ТЭС отдельных ОЭС.

Для европейской части России (с Уралом) потребность в топливе возрастает с 210 млн. т условного топлива в 2000 г. до 310 млн. т в 2020 г. При этом доля газа в структуре топливного баланса ТЭС снизится с 80% в 2000 г. до 76% в 2020 г., а доля угля возрастет с 12% в 2000 г. до 17% в 2020 г.

На ТЭС Сибири для производства электроэнергии как в настоящее время, так и в перспек-

тивный период будет использоваться в основном угольное топливо. Доля газа в производстве электроэнергии незначительна. Потребность в топливе в регионе Сибири увеличится с 53 млн. т условного топлива в 2000 г. до 107 млн. т в 2020 г., в том числе в угле с 44 млн. т в 2000 г. до 94 млн. т в 2020 г.

На ТЭС Дальнего Востока потребность в топливе увеличивается с 13 млн. т условного топлива в 2000 г. до 21 млн. т к 2020 г. При этом существенно, с 15% в 2000 г. до 48% в 2020 г., увеличивается доля газа в топливном балансе ТЭС. Увеличение газа для электростанций этого региона предусматривается за счет использования газа сахалинских месторождений. Доля угля будет падать с 75% в 2000 г. до 47% в 2020 г.

Перспективный топливный баланс тепловых электростанций определяется намечаемой структурой генерирующих энергомощностей, прогнозируемыми уровнями производства электро- и теплоэнергии, оценочной потребностью ТЭС в различных видах органического топлива и вероятными объемами ресурсов отдельных видов топлива для электроэнергетики.

Расчетная потребность электростанций страны в нефтепливе практически соответствует намечаемым поставкам топочного мазута для электроэнергетики в объеме 11,5 – 12,5 млн. т в период до 2005 г. и 13,6 млн. т в 2010 – 2020 гг.

С учетом расхода мазута преимущественно в качестве резервного и растопочного топлива на ТЭС ожидается незначительный расчетный избыток мазута в период 2015 – 2020 гг. в размере 1,0 – 1,8 млн. т.

Оценочная потребность электростанций РФ в газе превышает прогнозируемые в “Основных положениях стратегии развития электроэнергетики на период до 2020 г.” (ИНЭИ РАН, ноябрь 2001 г.) ресурсы газа для электроэнергетики на весь рассматриваемый период на 18 млрд. м³ в 2005 г., 27 млрд. м³ в 2010 г., 46 млрд. м³ в 2015 г. и 55 млрд. м³ в 2020 г. Такое положение может обусловить недовыработку электроэнергии в России, во избежание чего потребуется изыскание дополнительной возможности по выделению газа для нужд отрасли.

Рассмотрение возможностей развития угольной промышленности и сравнение намечаемых ресурсов энергетических углей для электроэнергетики с потребностью электростанций страны в твердом топливе в период до 2020 г. показало, в основном, обеспеченность отрасли большей частью видов углей с учетом наличия как дефицита, так и избытка отдельных углей.

Расчетный дефицит некоторых углей требует принятия мер для его ликвидации, а избыток отдельных углей не может быть использован в рассматриваемом варианте топливообеспечения электростанций страны ввиду незаменяемости отдель-

ных углей другими, а также из-за целесообразности уточнения данных по качеству углей Абанского, Балахтинского и Ирбейского месторождений и определения эффективности использования этих углей на ТЭС с учетом их транспорта.

Радикальное изменение условий топливообеспечения тепловых электростанций в европейских районах страны в период до 2020 г. с учетом газоугольной стратегии формирования топливного баланса ТЭС и ужесточение экологических требований к ТЭС обусловливают необходимость внедрения достижений научно-технического прогресса и новых технологий в электроэнергетике.

Все это делает необходимым разработку системы мероприятий по государственной поддержке и поиску инвестиционных возможностей по наращиванию добычи газа и угля, а также для проведения мероприятий в электроэнергетике при перестройке топливного баланса ТЭС с целью полного удовлетворения потребностей страны в электро- и теплоэнергии на перспективный период.

Проведенный анализ перспективы развития электроэнергетики и ТЭК позволил сформировать следующие задачи в области топливной политики, которые необходимо решить в рассматриваемый период:

1. Повышение эффективности использования топлива в электроэнергетике.

Внедрение парогазовых и газотурбинных технологий для электростанций, работающих на газе, что обеспечит повышение КПД установок до 50%, а в перспективе до 60% и более. Разработка и реализация программы внедрения ПГУ в объеме не менее 12 млн. кВт к 2010 г.

Строительство новых, расширение и реконструкция действующих электростанций, работающих на газе только с применением парогазовых технологий за исключением блоков ПСУ, имеющих высокую степень готовности.

Освоение блоков на суперсверхкритические параметры пара для электростанций на угле.

Отработка режимных мероприятий по оптимизации расхода топлива на электростанциях.

Повышение коэффициента использования установленной мощности электростанций федерального уровня за счет разгрузки менее экономичных электростанций АО-энерго.

2. Сохранение режима работы на газе электростанций, использующих газ.

3. Увеличение объемов поставок газа в электроэнергетику и приоритетность таких поставок. Увеличение использования попутного нефтяного газа в электроэнергетике.

4. Опережающий рост использования угля на электростанциях.

Увеличение выработки электроэнергии на существующих угольных электростанциях.

Организация работы с угольными компаниями по обогащению угля в местах его добычи.

Расширение возможностей использования угля в электроэнергетике за счет разработки и промышленного освоения эффективных и экологически чистых технологий сжигания угля (котлов с циркулирующим кипящим слоем, котлов с кольцевой топкой для канского-ачинского угля и др.), а в перспективе газификация угля с использованием полученного из угля газа в парогазовых установках.

Организация работы по согласованию площадок для электростанций на угле в европейских районах страны и на Урале и сооружение этих электростанций как «замыкающих» для региона.

Решение вопроса крупномасштабного транспорта угля в европейскую часть страны.

Рассмотрение возможности поставок импортных улей для электростанций.

5. Использование мазута в исключительных случаях, когда невозможно использовать другие виды топлива. Обеспечение заключения долгосрочных соглашений с нефтяными компаниями на поставку мазута.

6. Ускоренное развитие нетрадиционных и возобновляемых источников энергии и, в первую очередь, гидроэнергетики, что обеспечит экономию органического топлива и совершенствование структуры генерирующих мощностей.

7. Усиление основной электрической сети ЕЭС России для вовлечения в топливный баланс страны и выдачи на экспорт экономичных топливно-энергетических ресурсов Сибири.

Ускорение ввода в эксплуатацию ВЛ 500 – 1150 кВ для обеспечения выдачи избыточной мощности ОЭС Сибири на Урал и в европейскую часть страны.

Сооружение ППТ Сибирь – Урал для крупномасштабных поставок электроэнергии из Сибири.

8. Учет топливно-энергетических ресурсов при территориальном размещении вводов генерирующих мощностей:

в европейской части страны и на Урале на электростанциях, сжигающих газ, основным направлением станет замена ПСУ на ПГУ на площадках действующих газомазутных ГРЭС, а сооружение новых газовых ТЭС будет осуществляться исходя из ресурсов газа;

угольные ТЭС будут вводиться в Сибири и на Дальнем Востоке, и частично в европейских районах страны и на Урале;

ГЭС целесообразно развивать в основном в Сибири и на Дальнем Востоке;

новые АЭС должны сооружаться в европейских районах и в отдельных случаях – на Урале и Дальнем Востоке.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Структурные особенности и жаропрочность металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф

Перевезенцева Т. В., инж., Злеко В. Ф., канд. техн. наук, Калугин Р. Н., инж.

ВТИ

Центробежнолитые трубы (ЦБЛ) больших диаметров типоразмера 630/580, 630/574 мм и диаметром 920/856 мм из стали 15Х1М1Ф нашли широкое применение в энергетике при сооружении паропроводов горячего промперегрева (ГПП) энергоблоков мощностью 250 – 800 МВт. В настоящее время они эксплуатируются на Рязанской, Сургутской, Березовской, Пермской, Нерюнгринской и других электростанциях. Трубы изготавливаются Ижевским заводом бумагоделательных машин (ПО “Буммаш”). Экономический эффект от применения таких труб очевиден, поскольку замена четырехниточной системы транспортировки пара на двухниточную значительно сокращает монтажные и эксплуатационные расходы электростанций.

При соблюдении всех необходимых параметров технологического цикла производства ЦБЛ трубы обладают хорошим комплексом свойств и не уступают по своим служебным характеристикам трубам, изготовленным из той же марки стали, но по традиционным технологиям. Парковый ресурс для металла ЦБЛ труб при параметрах пара, соответствующих температуре 545°C и давлении 4,0 МПа, составляет 100 тыс. ч, а при давлении 2,5 МПа – 150 тыс. ч. Следует отметить, что до на-

стоящего времени в отечественной практике разрушения ЦБЛ труб из-за исчерпания паркового ресурса или по иным причинам не наблюдалось.

Детальное исследование процесса формирования структуры при центробежном способе изготовления указывает на возможность возникновения в структуре труб различных видов ликвации. На основании исследований ВТИ по изучению структурного состояния более 20 ЦБЛ труб в характерных сечениях отмечается, что наиболее распространенным вариантом структурной неоднородности центробежного литья является ликвационная полосчатость. Это сложный вид ликвации, характеризующийся присутствием межкристаллитной (междендритной) ликвации, которая располагается не равномерно по сечению трубы, а концентрируется в поперечные ликвационные зоны, имеющие вид полос.

Ликвационные зоны, как правило, имеют одинаковый характер распространения в любых сечениях и длине труб. В пределах ликвационных полос структура имеет специфический характер, который определяется наличием ликвационных образований, расположенных вокруг кристаллитов литой структуры в виде прослоек, образующих видимость границ “больших” зерен ([рис. 1](#)). Количество

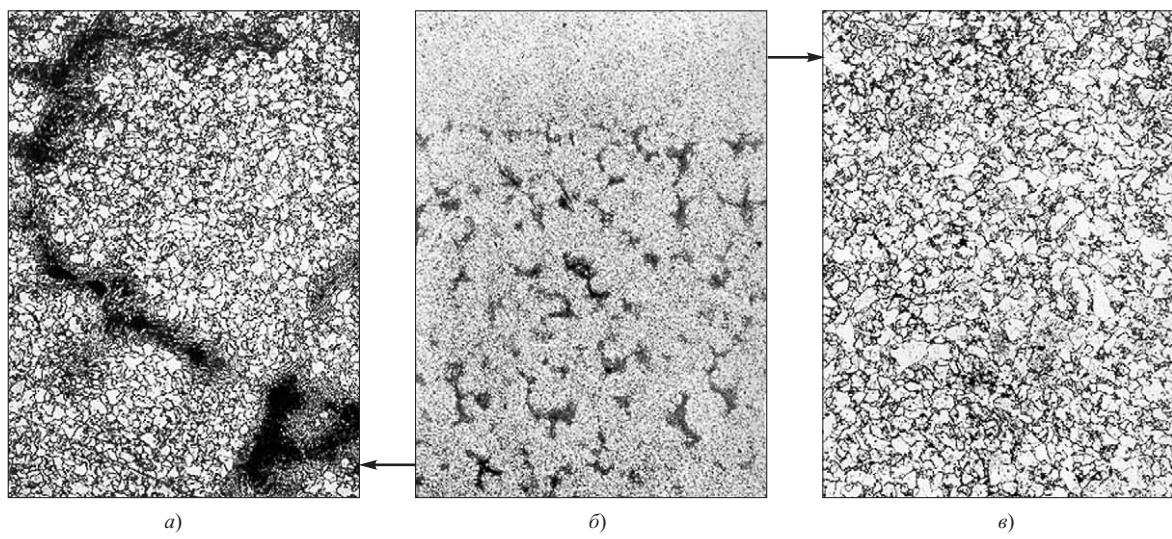


Рис. 1. Микроструктура металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф с ликвационной полосчатостью:

а – в ликвационных зонах ($\times 100$); б – в поперечном сечении стенок труб ($\times 20$); в – в зонах с нормальным структурным состоянием ($\times 100$)

ство структурных зон и объемное содержание ликвационных выделений определяются особенностями кристаллизации и зависят от многих параметров. Применяемая термическая обработка, в режим которой наряду с нормализацией и отпуском включена дополнительная операция в виде высокотемпературной гомогенизации, направленной на ослабление ликвационных процессов, не способна до конца ослабить эффект структурной неоднородности ЦБЛ труб.

Исследованиями установлено, что ликвационные прослойки ЦБЛ труб различны по своей морфологии и составляют набор от слабо выраженных ферритокарбидных образований до фрагментированных выделений бейнитного типа с локализацией пор и микротрецин. В ВТИ с целью качественной оценки развития ликвационных процессов создана "Шкала ликвационных микроструктур металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф" [1]. Шкала состоит из пяти баллов. С увеличением балла (со II по V) возрастает уровень фрагментированности ликвационных прослоек с изменением характера их распространения по междендритным границам, а также степени и типа поврежденности технологическими дефектами. Показано, что наихудшее состояние структуры для ЦБЛ труб с ликвационной полосчатостью любого из баллов имеет место вблизи внутренней поверхности стенок труб. Образовавшиеся здесь ликвационные прослойки, как правило, максимально насыщены углеродом, серой, фосфором, легирующими элементами, карбидными образованиями M_7C_3 , M_6C , M_2C , $M_{23}C_6$, а также неметаллическими включениями.

Если в металле обнаружены микродефекты усадочного происхождения, то их наибольшее объемное содержание всегда фиксируется также в этих зонах. В связи с ранее сказанным качественная оценка структурной неоднородности металла ЦБЛ труб должна проводиться при контроле структурного состояния ликвационной зоны, расположенной у внутренней поверхности трубы, так как эта зона отличается наибольшим уровнем развития ликвационных процессов по сравнению с остальными выявляемыми в ЦБЛ трубе ликвационными зонами.

На основании комплексных исследований, проводимых в ВТИ с 1970 г., установлено, что характерной особенностью металла ЦБЛ труб из стали 15Х1М1Ф с ликвацией являются:

заметный разброс механических свойств в различных структурных зонах;

наличие структурных зон с пониженным сопротивлением разрушению;

наличие внутренних концентраторов напряжений в виде дефектов типа пор и микротрецин технологического происхождения;

различная степень легированности основного твердого раствора структурных зон металла, которая проявляется в обеднении зон с нормальным

структурным состоянием молибденом за счет повышенной его концентрации в ликвационных прослойках [2, 3].

В дополнение к сказанному необходимо подчеркнуть, что несмотря на то, что установлено влияние структурной неоднородности каждого из баллов на разброс механических характеристик, выявленное рассеяние кратковременных прочностных и пластических свойств при комнатной температуре практически всегда находится в пределах требований технических условий на поставку. Ударная вязкость на образцах с круглым надрезом проявляет чувствительность, снижаясь ниже допустимого уровня ($0,40 \text{ МДж}/\text{м}^2$), к ликвационной структуре V балла (иногда IV балла), при условии, если образцы вырезаны непосредственно из зоны ликвации.

Наибольшее опасение в смысле качества металла вызывают трубы с ликвационной неоднородностью V балла из-за недопустимых значений ударной вязкости, предельно низких характеристик кратковременной пластичности, высокой загрязненности неметаллическими включениями и их локализованным характером расположения на приграничных участках дендритов. Однако самым важным является присутствие в ликвационных зонах V балла разветвленной системы микротрецин, что может в эксплуатации привести к преждевременному разрушению труб.

Основными характеристиками состояния материала паропроводных труб из перлитных марок сталей являются длительная прочность и длительная пластичность. На сегодняшний день известно, что длительная прочность в значительной степени зависит от соотношения структурных составляющих, морфологии упрочняющей фазы в структуре металла и ее термической стабильности. Большинство паропроводных труб из перлитных марок сталей изготавливается штатными технологиями, связанными с процессами деформирования литых заготовок и последующей термообработкой.

Режим термообработки, включающий, как правило, нормализацию и высокий отпуск, определяет окончательные свойства получаемых труб. Формирующаяся в стали при такой обработке структура зависит от температуры нормализации и последующей скорости охлаждения. Для паропроводных труб, изготовленных с применением традиционных технологий и имеющих однородное структурное состояние, проблема определения характеристик жаропрочности металла решается с применением стандартных подходов, без привязки участков вырезки образцов к конкретным структурным зонам материала.

При изготовлении продольных стандартных образцов для проведения испытаний в большинстве случаев используются только объемы металла средней части поперечного сечения стенок труб. При подобном подходе у центробежнолитых труб с ликвационной полосчатостью наиболее ликвиро-

ванный слой, расположенный у внутренней поверхности труб, будет срезаться или частично, или полностью. В результате в значениях долговечности, полученных на таких образцах, не будет учитываться нестандартность структурного состояния металла центробежнолитых труб. Вместе с тем, подобный подход может дать завышенную оценку сопротивлению разрушению.

В этой связи приобретает особую значимость изучение влияния структурных параметров на жаропрочные характеристики ЦБЛ труб из стали 15Х1М1Ф с учетом индивидуальных особенностей материала, связанных с ликвацией.

В качестве материала исследования были выбраны четыре трубы со II, III, IV и V баллами ликвационных микроструктур. Для каждой из труб при проведении испытаний использовалось по две серии образцов. Образцы первой серии вырезались из объемов металла, максимально приближенных к внутренней поверхности стенок труб. Образцы второй серии – из объемов металла наружной поверхности стенок труб. Испытание образцов различных серий осуществлялось при идентичных температурно-силовых режимах.

Характеристики длительной прочности, полученные в результате данных испытаний, представлены в таблице. В таблице также приведена полная информация о структурном состоянии металла труб, включающая как оценку структуры в зонах с

нормальным структурным состоянием, так и качественные и количественные параметры ликвационных зон. Длительная прочность рассчитывалась в интервале температур 540 – 560°C через каждые 5° с учетом возможного выбега температурного режима в процессе эксплуатации. Интегральное значение длительной прочности рассчитывалось по результатам испытания образцов наружной и внутренней серий.

Из анализа данных, представленных в таблице, следует, что интегральное значение длительной прочности металла ЦБЛ труб в исходном состоянии в основном определяется микроструктурой безликвационных объемов металла. Наибольшие значения длительной прочности наблюдаются у труб с преобладающим количеством упрочняющей фазы в структуре металла. Вместе с тем, между значениями длительной прочности, полученными на образцах наружных и внутренних зон сечения стенок труб, существуют различия. В представленных случаях у труб с ликвационной неоднородностью II – V баллов наружные зоны сечения стенок труб характеризуются более высокими значениями длительной прочности. На образцах внутренних зон сечения стенок труб получены более низкие значения длительной прочности при всех расчетных температурах.

Анализ полученных результатов показал:

Длительная прочность металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф с микроликвационной неоднородностью II – V баллов на продольных образцах, вырезанных из различных структурных зон сечения стенок труб

Диаметр трубы, мм	Номер плавки	Микро-структура труб в зонах с нормальным структурным состоянием	Оценка по шкале приложения к ТУ-14-3Р-55-2001	Оценка по шкале ликвационных микроструктур [1]	Площадь рабочего сечения стенки трубы, занятая ликвационными зонами, %	Длительная прочность для различных температур при экстраполяции на 10 ⁵ ч, МПа				
						540°C	545°C	550°C	555°C	560°C
920/856	7-ЭО-1165 № 1681	Φ, К, Б (15%)	[66]	(II б)	40	100/95	96/91	92/87	89/85	86/82
						96	92	88	87	83
920/856	24 777	Φ, К, Б (15%)	[66]	(IIIб)	30 – 40	100/90	97/87	90/81	84/76	8-7/2
						94	90	85	80	74
920/856	25387	Φ, К, Б (40 – 50%)	[3 – 46]	(IIIб)	60	124/115	119/111	111/103	107/99	103/96
						120	114	107	102	100
920/856	25 388	Φ, К, Б (30 – 40%)	[4 – 56]	(IV б)	50	128/118	123/113	117/108	113/104	109/100
						122	118	113	109	104
920/856	ЭУ-591 № 1657	Φ, К, Б (20%)	[56]	(IV б)	50	114/105	109/100	104/96	101/93	98/90
						107	103	99	96	93
920/856	ЭУ-587 № 1654	Φ, К, Б (20%)	[56]	(IV б)	50	105/94	100/90	96/86	93/84	87/78
						96	92	89	86	81
920/856	ЭУ-1037 № 1680	Φ, К, Б (20%)	[56]	(IV б)	60	111/105	106/100	101/95	96/90	91/86
						106	101	97	93	89
920/856	ЭУ-840 № 1671	Φ, К, Б (50 – 60%)	[3 – 46]	(IV – V б)	60,146/132	138/124	128/116	120/108	108/98	
						133	126	118	108	100

П р и м е ч а н и я : 1. Ф – феррит; Б – бейнит отпуска; К – карбиды. 2. Числитель – наружная зона сечения стенки трубы; знаменатель – внутренняя. 3. Выделенные цифры – интегральное значение. 4. Процент в круглых скобках – объемное содержание бейнита.

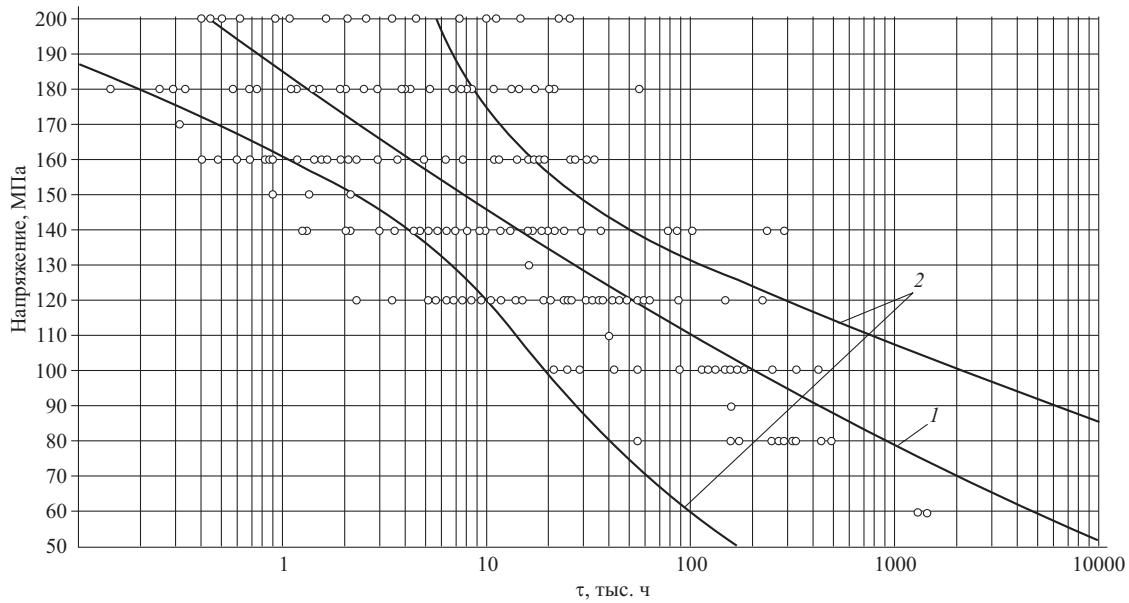


Рис. 2. Обобщенная диаграмма длительной прочности металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф в исходном состоянии ($T = 545^{\circ}\text{C}$):

1 – кривая среднемарочных значений долговечности; 2 – граница разрушения с вероятностью 5%

различие в значениях длительной прочности образцов наружных и внутренних серий колеблется в интервале от 5 до 14 МПа при фиксированной температуре;

на величину различий длительной прочности структурных зон металла существенное влияние оказывает ликвационное состояние внутренних объемов сечения стенки трубы, характер и степень концентрации в этом слое неметаллических включений и технологической поврежденности. Имеет важное значение и количественный параметр ликвационной неоднородности, т.е. доля площади сечения стенки трубы, занятая ликвационными зонами;

длительная прочность зон металла наружного сечения стенок труб в основном определяется нормальной (основной) структурой, полученной в результате термической обработки, в частности – объемным содержанием и морфологией феррита и отпущеного бейнита, а также общей загрязненностью материала;

длительная прочность зон металла внутренних зон сечения стенок труб определяется не только нормальной (фоновой) микроструктурой, но и морфологическими особенностями и уровнем технологической поврежденности наиболее ликвированной зоны. Более низкие значения длительной прочности внутренних зон сечения стенок труб могут быть объяснены также изменением параметров решетки основного твердого раствора металла в связи с наличием сегрегаций вредных примесей и легирующих элементов;

при фиксированной температуре между значениями длительной прочности безликвационного металла (образцы наружной серии) и металла с ликвацией (образцы внутренней серии) существует соотношение, которое может быть оценено сле-

дующими величинами: присутствие в структуре ликвационной неоднородности II балла может снизить длительную прочность на 5%; III балла – на 7%; IV балла – на 8%; V балла – на 10%.

Из полученных данных становится очевидным, что длительная прочность металла центробежнолитых труб с ликвационной полосчатостью должна базироваться на интегральных свойствах присущих структурных зон металла. Для ее оценки при существующих значениях толщины стенок труб (от 25 до 32 мм) достаточно вырезать две серии образцов из наружных и внутренних зон сечения стенок. При консервативной оценке длительной прочности ЦБЛ труб (в наибольшей степени это необходимо для труб с ликвационной неоднородностью VI – V баллов) основное внимание должно быть уделено объемам металла с пониженной сопротивляемостью разрушению, какими в силу специфики применяемой технологии изготовления труб являются участки металла, приближенные к внутренней поверхности.

На [рис. 2](#) показана обобщенная диаграмма длительной прочности средних значений для металла ЦБЛ труб из стали 15Х1М1Ф в исходном состоянии, а также нижняя и верхняя границы 5%-ной вероятности разрушения. Поскольку среднемарочная оценка сопротивления разрушению должна базироваться на результатах исследования большого числа труб, в обработку включен металл с содержанием углерода и легирующих элементов во всем диапазоне требований технических условий. Кроме того, материал по разнообразию основной и ликвационных структур представляет собой наиболее типичные варианты состояния металла ЦБЛ труб из стали 15Х1М1Ф в исходном состоянии.

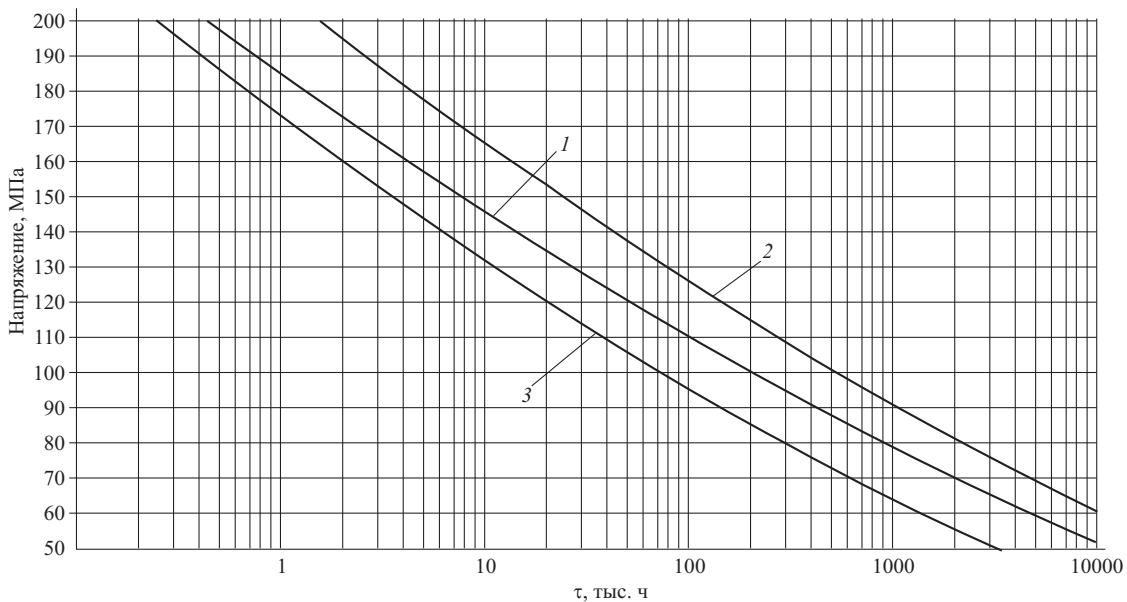


Рис. 3. Кривые среднемарочных значений долговечности стали 15Х1М1Ф в исходном состоянии ($T = 545^\circ\text{C}$):

1 – центробежнолитые трубы; 2 – деформированные трубы; 3 – литые конструкции

Расчетная зависимость длительной прочности получена в результате статистической обработки результатов испытания на длительную прочность 16 промышленных ЦБЛ труб (плавок) в соответствии с требованиями ОСТ 108.901.102-78. Испытания проведены в широком температурном интервале: от 540 до 625°C . Всего испытано 225 образцов, максимальное время до разрушения при одной температуре превысило 41 тыс. ч.

Уравнение долговечности получено в виде

$$\lg \tau = \frac{23907}{T} - \frac{147,72\sigma - 2400 \lg \sigma}{T} + 2 \lg T - 25,0,$$

где T – температура испытания, К; σ – напряжение, кгс/мм².

В соответствии с полученными данными марочное значение длительной прочности при экстраполяции на 10^5 ч при $T = 545^\circ\text{C}$ составило 111 МПа, что отвечает среднему уровню требований, указанных в [4]. Вместе с тем, анализ полученных результатов показывает, что металл ЦБЛ труб из стали 15Х1М1Ф имеет склонность к значительному рассеянию долговечности при испытаниях на длительную прочность. Предел длительной прочности, определенный по нижней границе 5%-ной вероятности разрушения при $T = 545^\circ\text{C}$, составляет 60 МПа.

Если для деформированных труб сталей марок 12Х1МФ и 15Х1М1Ф положение нижней границы разрушения с вероятностью 5% среднемарочных диаграмм длительной прочности, как правило, характеризует структурное состояние материала труб с ферритокарбидной структурой, то для ЦБЛ труб положение этой границы определяет состояние локальных объемов металла с пониженной со-

противляемостью разрушению, т.е. ликвационных полос внутренних зон сечения стенок труб.

На рис. 3 показаны диаграммы длительной прочности для металла в исходном состоянии стали 15Х1М1Ф: ЦБЛ трубы (1), деформированных труб (2) и литых конструкций (3). Зависимости 2 и 3, представленные в работе [5], получены на основании статистической обработки испытаний большого числа образцов конкретного материала и фактически представляют собой среднемарочные диаграммы длительной прочности стали 15Х1М1Ф в различном технологическом состоянии. Сравнительный анализ полученных данных свидетельствует о том, что длительная прочность для одной и той же марки стали проявляет высокую чувствительность к методам изготовления.

При этом литьй материал обладает более низкими значениями длительной прочности по сравнению с деформированным, а ЦБЛ трубы занимают по своим длительным прочностным характеристикам промежуточное положение по отношению к деформированному и литому материалу.

На рис. 4 показана зависимость длительной пластичности образцов металла 16 ЦБЛ труб в исходном состоянии после испытаний на длительную прочность. Оценка длительной пластичности велась по показателям относительного удлинения. Статистическая обработка полученных результатов показала, что для партии металла ЦБЛ труб из стали 15Х1М1Ф с однородной структурой 1–6 баллов (шкала микроструктур труб из стали 15Х1М1Ф по ТУ-14-3Р-55-20001), а также с ликвационной неоднородностью II–III баллов, длительная пластичность до долговечности, соответствующей значениям параметра долговечности $P = 20\ 000 \div 20\ 500$ (P определен по ОСТ

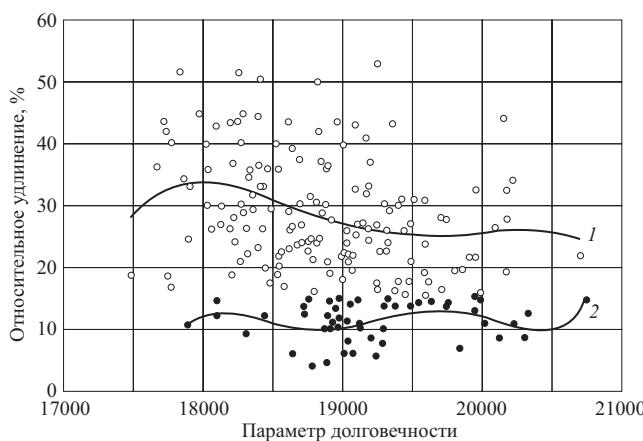


Рис. 4. Длительная пластичность металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф в исходном состоянии:

Параметр долговечности $P_{д.п} = T(\lg \tau - 2\lg T - a)$; 1 – микроструктура с ликвационной неоднородностью II – III баллов; 2 – микроструктуры с ликвационной неоднородностью IV – V баллов и следами перекристаллизации

108.901.102–78), характеризуется достаточно высоким (выше 20%) и стабильным уровнем (рис. 4, зависимость 1).

Вместе с тем, при испытаниях на длительную прочность на 51-м образце относительное удлинение ниже 15% (рис. 4, зависимость 2). Из них на 13 образцах (из 225 испытанных) были получены значения относительного удлинения ниже 10%, а на двух образцах относительное удлинение характеризуется уровнем 4,0 и 4,4%. Анализ полученных результатов показал, что снижение уровня длительной пластичности металла ЦБЛ труб ниже 10% связано в основном с двумя причинами: либо с существованием в основной структуре перекристаллизованного перлита, либо с ликвационной неоднородностью IV – V баллов, осложненной присутствием в ликвационных прослойках несплошностей усадочного происхождения и концентрированных выделений неметаллических включений.

Сравнительный анализ полученных результатов показал, что в среднем снижение длительной пластичности металла, связанное с развитой ликвационной неоднородностью IV – V баллов, проявляется почти так же, как и из-за присутствия в основной структуре перекристаллизованного перлита.

На графике рис. 5 показаны зависимости длительной прочности при $T = 545^{\circ}\text{C}$ металла ЦБЛ труб в состоянии поставки (марочная кривая 1) и после эксплуатационных наработок длительностью 85, 90, 102 тыс. ч (зависимости 2 – 4).

В исходном состоянии представленные трубы имели одинаковый уровень кратковременных прочностных свойств, одинаковую основную структуру, содержащую 20 – 30% отпущеного бейнита и ликвационную неоднородность III – IV баллов в объеме от 30 до 100%. После наработки 90 тыс. ч длительная прочность металла трубы

(зависимость 2) с ликвационной структурой III балла в объеме 30% при уровне приведенного напряжения $\sigma_{\text{прив}} = 52,2 \text{ МПа}$ составила 98 МПа, длительная прочность металла трубы с наработкой 102 тыс. ч (зависимость 3) при $\sigma_{\text{прив}} = 48,4 \text{ МПа}$ также с ликвационной структурой III балла, но уже в объеме 100% составила всего 74 МПа. Практически такой же уровень длительной прочности (77 МПа) имела труба (зависимость 4, $\sigma_{\text{прив}} = 55,5 \text{ МПа}$) после эксплуатации 85 тыс. ч. Ее ликвационное состояние соответствовало IV баллу, а объем ликвационных структур составлял 50%.

Таким образом, в процессе эксплуатации происходит ожидаемое снижение длительной прочности металла ЦБЛ труб. Установлено, что кинетика изменения длительной прочности металла ЦБЛ труб в результате длительной наработки в условиях ползучести контролируется как основным, так и ликвационным состоянием материала до эксплуатации, а также температурно-силовыми и временными факторами. Снижение длительной прочности для материала с одинаковым состоянием комплекса структурных параметров и близким уровнем кратковременных прочностных свойств определяется уровнем напряжений, действующих в стенке прямой трубы.

При одинаковом температурно-силовом режиме эксплуатации снижение длительной прочности для металла с идентичным состоянием основной и ликвационной структуры в значительной степени будет зависеть от объемной доли ликвационных зон в общей структуре металла. С увеличением количественного и качественного показателей ликвационной неоднородности степень снижения длительной прочности при длительной эксплуатации увеличивается.

Выводы

1. Материал центробежнолитых труб в исходном состоянии характеризуется наличием двух типов структур, одна из которых формируется в результате проведения термической обработки, а другая является следствием протекания ликвационных процессов при кристаллизации металла. Наиболее типичным вариантом совместного существования различных типов структур является ликвационная полосчатость, т.е. такое структурное состояние, когда в поперечном сечении стенок труб чередуются ликвационные зоны и зоны с нормальным структурным состоянием. В пределах ликвационных зон структура имеет специфический характер, определяемый наличием на фоне нормальной структуры ликвационных образований, расположенных на приграничных участках зерен литой структуры.
2. Ликвационные образования могут иметь различную морфологию, а также содержать несплош-

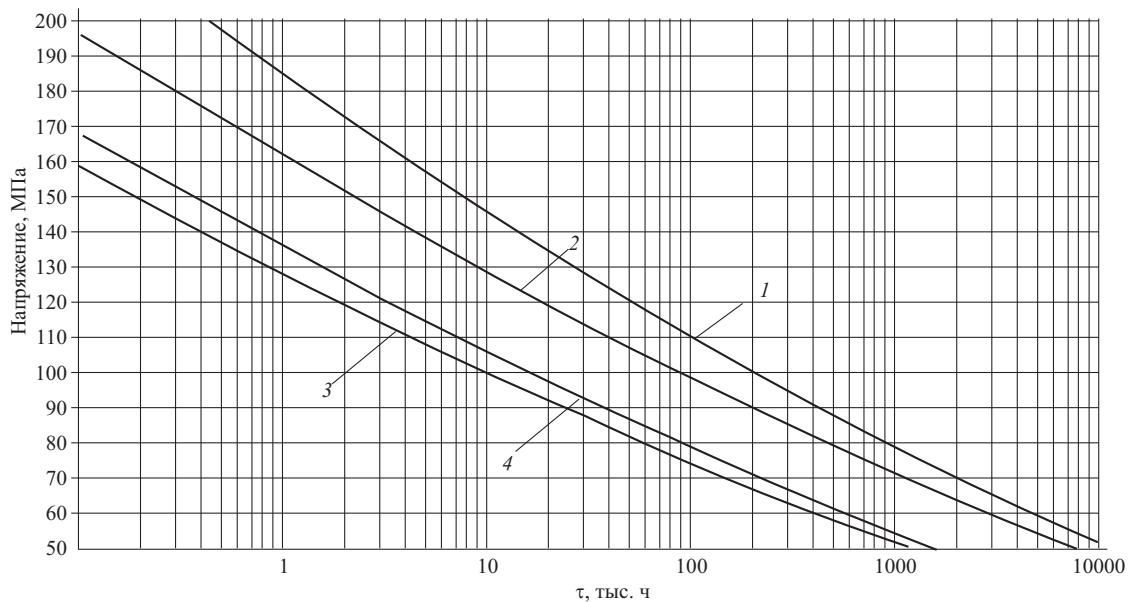


Рис. 5. Длительная прочность металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф ($T = 545^{\circ}\text{C}$):

1 – среднемарочные значения долговечности в исходном состоянии; 2 – труба с ликвационной микроструктурой в объеме 30% III балла после эксплуатации 90 тыс. ч; 3 – труба с ликвационной микроструктурой в объеме 100% III балла после эксплуатации 102 тыс. ч; 4 – труба с ликвационной микроструктурой в объеме 50% IV балла после эксплуатации 85 тыс. ч

ности технологического происхождения разных категорий опасности. Уровень развития ликвационных прослоек зависит от степени ликвации вредных примесей и легирующих элементов, а также типа технологических дефектов. Набор наиболее типичных вариантов ликвационных образований, встречающихся в ЦБЛ трубах, может быть представлен в виде качественной "Шкалы ликвационных микроструктур металла центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф". Эта шкала может быть использована для отбраковки некондиционного металла в заводских и эксплуатационных условиях. Если в трубе выявлено несколько ликвационных зон, то зона, расположенная у внутренней поверхности трубы, отличается наибольшим уровнем развития ликвации по сравнению с остальными ликвационными зонами.

3. Неоднородное структурное состояние ЦБЛ труб вызвало необходимость создания специальных методов контроля состояния металла, сориентированных на анализ структуры и свойств внутренних зон сечения стенок труб, характеризующихся пониженным сопротивлением разрушению и наличием повреждений.

4. Длительная прочность металла центробежнолитых труб должна базироваться на интегральных свойствах присутствующих структурных зон металла. Для ее оценки достаточно исследовать две серии стандартных образцов, вырезанных отдельно из наружных и внутренних зон сечения стенок труб. Установлено, что в исходном состоянии присутствие в структуре труб ликвационных образований II – V баллов способно снизить дли-

тельную прочность на 5 – 10%. Степень снижения указанной характеристики увеличивается с возрастанием балла ликвационной неоднородности.

5. В результате длительной работы в условиях ползучести металла ЦБЛ труб происходит закономерное уменьшение длительной прочности. Уровень снижения длительных характеристик прочности стали в результате эксплуатации будет тем больше, чем выше качественные и количественный показатели ликвационной неоднородности труб.

6. Найденная взаимосвязь длительной прочности с особенностями структурного состояния металла ЦБЛ труб позволяет повысить достоверность оценки ресурса паропроводов горячего промперегрева действующих мощных энергоблоков.

Список литературы

1. РД 153-34.1-17.455-98. Инструкция по контролю и продлению срока службы паропроводов из центробежнолитых труб на тепловых электростанциях. М.: ВТИ, 1999.
2. Зленко В. Ф., Перевезенцева Т. В., Новиков С. В. О некоторых особенностях структурного состояния металла центробежнолитых паропроводных труб из стали 15Х1М1Ф. – Электрические станции, 1991, № 3.
3. Зленко В. Ф., Перевезенцева Т. В., Пронина Г. Г. Перспективы широкого применения в энергетике центробежнолитых труб из стали 15Х1М1Ф для мощных энергоблоков. – Электрические станции, 1991, № 6.
4. ТУ 108-874-95. Трубы центробежнолитые из стали 15Х1М1Ф и 15ГС.
5. Бугай Н. В., Березина Т. Г., Трунин И. И. Работоспособность и долговечность металла энергетического оборудования. М.: Энергоатомиздат, 1994.

Опыт внедрения установки обратного осмоса УОО-166 на Нижнекамской ТЭЦ-1

Ходырев Б. Н., Федосеев Б. С., Калашников А. И., кандидаты техн. наук, Щукина М. Ю., Ямгурев Ф. Ф., инженеры

ВТИ – Нижнекамская ТЭЦ-1

Технико-экономические расчеты, выполненные сотрудниками ВНИИАМ и ВЭП [1], показали, что как по капитальным затратам, так и по себестоимости обессоленной воды установки обратного осмоса (УОО) предпочтительнее ионитной деминерализации (противоточной и параллельноточной), начиная с солесодержания 34,7 мг/л. С увеличением концентрации ионодисперсных примесей в воде экономичность УОО возрастает. Справедливо ради следует заметить, что эти расчеты были выполнены до дефолта, оказавшего заметное влияние на конъюнктуру рынка России.

Однако даже краткий анализ тенденции изменения стоимостного выражения всех 12 факторов, перечисленных в [2] и влияющих на целесообразность выбора схемы обратноосмотического обессоливания воды, показывает, что вектор направления развития техники водоподготовки в России все более смещается в сторону внедрения баромембранных процессов перед ионитной деминерализацией. Имеются практические результаты эксплуатации УОО, доказывающие это положение. На ТЭЦ-23 Мосэнерго с марта 1997 г. эксплуатируется опытно-промышленная обратноосмотическая установка УОО-50А. При солесодержании исходной воды 150 – 180 мг/л расчетное снижение себестоимости обессоленной воды по сравнению с существующим ионитным должно было составить 13,5%, фактически оно находится на уровне 30% [2].

На Нижнекамской ТЭЦ-1 УОО-166 была включена в эксплуатацию в июле 1999 г. За 1 год (по июль 2000 г.) было выработано 496 000 т обессоленной воды. Солесодержание исходной воды 200 – 250 мг/л. Расчеты, выполненные эксплуатационным персоналом Нижнекамской ТЭЦ-1, показали, что себестоимость обессоленной воды снизилась на 51,4%.

Еще одно преимущество УОО перед ионитным обессоливанием, о котором часто забывают (например, в [2]), заключается в том, что гиперфильтрационные мембранны практически полностью задерживают ионодисперсные природные и технологические органические вещества, не пропуская их в пермеат, в то время, как ионитные фильтры ХВО не могут достаточно глубоко сорбировать их из воды по причинам, указанным в [3, 4]. О том, какой вред конструкционным материалам пароводяного контура ТЭС с прямоточными котлами наносят продукты термолиза органических веществ, достаточно хорошо известно.

Поэтому, в первую очередь, во внедрении УОО должен быть заинтересован персонал тех ГРЭС, где наблюдается нарушение норм нейтрально-кислородного водно-химического режима из-за присутствия в теплоносителе органических кислот. Практически все технико-экономические расчеты не учитывают дорогостоящие ремонтные работы, которые персонал вынужден выполнять из-за повышенной коррозионной активности питательной воды, пара и конденсата, возникающей вследствие поступления в пароводяной контур и термолиза "органики". Их учет в ряде случаев показал бы неоспоримое преимущество УОО перед ионитным обессоливанием.

Нельзя сказать, что на Нижнекамской ТЭЦ освоение эксплуатации УОО проходило без трудностей. На стадии проектирования была принята следующая схема предочистки воды: известково-едконатровая обработка воды в осветлителях с коагуляцией FeSO_4 , двухслойные механические фильтры, Н-катионирование воды (слабокислотный катионит IRC-86) с "голодной" регенерацией катионита. Далее вода проходила фильтры тонкой очистки и поступала на УОО-166. Трудности начались в первый же месяц эксплуатации и были связаны, главным образом, с качеством сырой воды. О возникавших проблемах, их преодолении и полученных результатах сказано далее.

В комплектность поставки УОО-166 производительностью 166 т/ч входили:

- два фильтра тонкой очистки (ФТО);
- три насоса высокого давления;
- два модуля обессоливания воды;
- узел промывки мембран;
- система автоматического контроля и управления.

Правомерность предложенной схемы предочистки воды с перманганатной окисляемостью (ПО) 1,5 – 2,5 мгО₂/л не вызывала сомнений не только у нас, но и у зарубежных поставщиков оборудования, которым проект направлялся на согласование. 24/VII 1999 г. УОО-166 была включена в работу и за первые 3 сут. установлены показатели качества питательной воды, представленные далее.

Перепад давления между входом воды и выходом рассола (ΔP) составил 190 кПа. Представитель зарубежной фирмы, в первые 10 дней производивший наладку УОО-166 и обучение персонала, признал качество воды вполне удовлетворительным.

Параметр	Значение	
	лимитируемое	фактическое
Температура, °С	45	35 – 37
Мутность, NTU	1,0	0,03 – 0,04
pH	4,0	5,5
SDI	4,0	3,0 – 3,4
Хлор, мг/л	0,1	Отсутствует
Fe + Mn, мг/л	0,1	0,05 – 0,07
Нефть и масла, мг/л	Отсутствует	Отсутствует

Однако, несмотря на то, что мутность питательной воды была в 25 – 33 раза ниже лимитирующего значения, а показатель SDI и концентрация Fe + Mn не выходили за нормируемые пределы, за 1 мес непрерывной эксплуатации значение ΔP возросло на 15%. По существующей инструкции в этом случае необходимо было точно установить химический состав осадка, подобрать подходящий моющий раствор и промыть модули УОО-166. Из публикаций было известно, как это делают за рубежом: демонтируют несколько (3 – 5) рулонных фильтрующих элементов (РФЭ), разрезают, забирают часть осадка на анализ и, экспериментируя на загрязненных фрагментах мембран, подбирают моющие растворы. У нас не было такой возможности из-за отсутствия резервных РФЭ.

Загрязнение мембран и образование отложений в рулонных фильтрующих элементах ухудшают технико-экономические показатели работы и осложняют эксплуатацию УОО. Обеспечить в течение длительного времени их надежную и высокоэффективную работу можно только на основе достоверных знаний о составе сырой воды, ее надлежащей предочистке воды и/или правильном выборе водно-химического гидравлического режима эксплуатации УОО.

Причина столь быстрого возрастания ΔP должна быть в том, что в сырой и осветленной воде присутствуют примеси, не обнаруживаемые принятыми на ТЭС анализами, в частности, ионодис-

персные техногенные органические примеси, о которых не было никаких сведений. Но даже если бы о них было известно, априори их трудно было бы учесть при проектировании, так как пока четко не определена взаимосвязь допустимых концентраций техногенных органических примесей в воде, подаваемой на обратноосмотическое обессоливание, с водно-химическим и гидравлическими режимами УОО. Весьма затруднительно также учесть на практике многообразие процессов, приводящих к образованию осадков в РФЭ, и различия в гидравлических характеристиках последних [5].

Справедливости ради следует заметить, что даже тщательная предочистка исходной воды и хорошо подобранные гидравлический и водно-химический режимы лишь снижают интенсивность загрязнения мембран, изменяют состав и количество осадков, но не могут полностью предотвратить их образование.

Углубленное изучение сырой воды подтвердило предположение о ее загрязненности техногенной “органикой” и позволило установить четыре ее основных свойства:

она не окисляется перманганатом калия, но практически полностью разрушается бихроматом калия;

в осветленной воде, имеющей достаточный щелочной резерв и малую концентрацию ионов тяжелых металлов, большая ее часть находится в ионодисперсном состоянии;

техногенные примеси присутствуют в виде анионов слабых органических кислот, которые при pH = 5,0 ÷ 5,5 ассоциируют и частично переходят в коллоидно-дисперсное состояние;

органосодержащие осадки техногенных продуктов легко растворяются в щелочных растворах.

Кроме того, рентгеноструктурным анализом было установлено присутствие магнетита в сырой воде.

В табл. 1 показана загрязненность воды р. Камы техногенными органическими примесями.

Таблица 1

Загрязненность воды р. Камы техногенными органическими примесями

Дата 2000 г.	Окисляемость, мгО/л		ХПК/ПО	Содержание “органики”, %	
	ХПК	ПО		техногенной	природной
26/I	17,0	4,16	4,09	26,6	73,4
27/I	16,0	4,16	3,85	22,0	78,0
28/I	18,0	4,00	4,5	33,3	66,7
31/I	28,0	4,00	7,00	57,2	42,8
1/II	43,0	4,00	10,75	72,1	27,9
2/II	40,0	3,36	11,90	74,8	25,2
3/II	43,0	4,48	9,60	68,8	31,2
4/II	39,0	4,00	9,75	69,2	30,8
7/II	15,0	4,00	3,75	20,0	80,0

Из нее следует, что даже за короткий период времени (13 дней) при практически неизменном значении ПО на уровне 4 мгО₂/л отношение ХПК/ПО колебалось от 3,85 до 11,90; доля техногенных органических веществ – от 20 до 74,8%, а окисляемость (по ХПК) – от 15 до 43 мгО₂/л.

Анализ многочисленных результатов определения ХПК и ПО сырой воды показал полное отсутствие возможности прогнозировать время и степень загрязнения водоисточника.

Вода с указанным количеством техногенных органических примесей крайне сложна для баромембранного обессоливания при широко принятом водно-химическом режиме УОО, основанном на подкислении питательной воды до pH = 5,0 ÷ 6,0. Подтверждением сказанному может быть тот факт, что одна из зарубежных фирм отказалась поставлять УОО для обессоливания воды р. Белой, имеющей аналогичный состав техногенных загрязнений, без дополнительной защиты гиперфильтрационных мембран.

Быстрый рост ΔP на УОО-166 свидетельствовал о недостаточной эффективности удаления в осветителях техногенных органических веществ. В конце января – начале февраля 2000 г. это положение было проверено и результаты представлены в табл. 2, из которой следуют два главных вывода:

с 26/I по 1/II отношение ХПК/ПО в осветленной воде ниже, чем в сырой, т.е. в осветлителе более эффективно удаляются техногенные органические вещества, чем природные. В период со 2/II по 4/II техногенная “органика” практически не удаляется, что, вероятно, связано с изменением ее состава;

недостаточна доза коагулянта для связывания и вывода в осадок техногенных загрязнений.

Последнее обстоятельство проверялось добавлением к пробе осветленной воды дополнительного количества коагулянта (FeCl₃). Выпадение аморфного осадка белого цвета подтверждало предварительный вывод. Дальнейшие анализы на протяжении 1,5 лет не изменили общей картины.

Стало ясно, что проблему глубокого удаления техногенных органических веществ не удастся решить по трем причинам:

непредсказуемость количественного и качественного состава органических загрязнителей р. Камы;

отсутствие на Нижнекамской ТЭЦ прибора для оперативного определения органических веществ в воде (общий органический углерод). Ручные анализы на ХПК занимают практически целый день. В проекте предполагалось дозировать коагулянт в зависимости от концентрации общего органического углерода, однако по ряду причин прибор не был куплен за рубежом;

невозможность подачи FeSO₄ с дозой более 0,5 – 0,6 мг-экв/л из-за недостатка O₂ в воде для окисления Fe²⁺ до Fe³⁺. Превышение дозы сверх указанных значений приводит к росту концентрации ионов железа в осветленной воде, что недопустимо для УОО. Сюда же следует добавить недостаточную эффективность отечественного коагулянта и практически полное отсутствие эффективных флокулянтов.

Далее совершенствовать технологию предочистки воды было нецелесообразно, на гидравлические характеристики работы УОО-166 мы повлиять не могли (хотя они далеки от совершенства, о чем будет сказано далее), поэтому выход следовало искать в изменении водно-химического режима.

Первые 10 мес эксплуатации (до мая 2000 г.) УОО-166 работала на подкисленной питательной воде. Ежемесячная промывка модулей проводилась раствором тринатрийfosфата с pH = 10. Эти восстановительные процедуры растворяли только органосодержащие отложения с поверхности мембран, но практически не затрагивали осадки минерального состава. Но если fosфатный раствор с pH = 10 в течение 30 мин растворял “органику”, почему нельзя питать УОО-166 умягченной осветленной водой с тем же значением pH, чтобы предотвратить образование органосодержащих отложений? После согласования этого вопроса с фирм-

Таблица 2

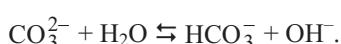
Эффективность удаления органических веществ в осветителях ВТИ-630И Нижнекамской ТЭЦ-1

Дата 2000 г	Сырая вода, мгО ₂ /л			Осветленная вода, мгО ₂ /л			Удалено “органики”, %	
	ХПК	ПО	ХПК/ПО	ХПК	ПО	ХПК/ПО	по ХПК	по ПО
26/I	17,0	4,16	4,09	2,0	0,96	2,08	88,2	76,9
27/I	16,0	4,16	3,85	1,0	0,72	1,38	93,7	82,7
28/I	18,0	4,00	4,50	10,0	2,32	4,31	44,4	42,0
31/I	28,0	4,00	7,00	4,00	1,84	2,17	85,7	54,0
1/II	43,0	4,00	10,75	11,0	2,0	5,50	74,4	50,0
2/II	40,0	3,36	11,90	25,0	1,52	16,44	37,5	54,8
3/II	43,0	4,48	9,60	33,0	2,16	15,28	23,2	51,8
4/II	39,0	4,00	9,75	32,0	1,82	17,58	17,9	54,5

мой – поставщиком оборудования и выполнения некоторых монтажных работ в мае 2000 г. один из наиболее загрязненных модулей (“А”) был включен в работу на известково-коагулированной и умягченной на Na-катионитных фильтрах воде.

Цель выбора именно этого модуля заключалась в том, чтобы проследить динамику отмычки мембран от органосодержащих отложений, по ней оценить избыточность щелочного резерва воды и сделать попытку выполнить расчет оптимального значения pH для предотвращения процесса осаждения “органики” на мембранных. Динамика изменения двух основных показателей при pH питательной воды 9,8 и индексе SDI = 3,6 приведена в табл. 3, из которой следует, что основная масса органосодержащих отложений была удалена в первые 15 мин, а значит, щелочной резерв воды многократно превышал требуемое значение.

В первые 10 мес эксплуатации на подкисленной воде селективность мембран находилась на уровне 98%, что позволяло при электропроводности питательной воды около 400 мкСм/см иметь в пермеате 7–8 мкСм/см. С переходом на щелочной режим качество пермеата резко ухудшилось: электропроводность возросла до 40–50 мкСм/см, содержание Na⁺ повысилось с 3–4 до 6 мг/л, гидратная щелочность изменилась от 80 до 110, а карбонатная – от 70 до 80 мкг-экв/л. Откуда же взялась гидратная щелочность в пермеате, если в питательной воде она отсутствовала? Дело в том, что CO₃²⁻ гидролизуется в воде



Гидроксидные ионы легко проникают через мембрану, в то время как HCO₃²⁻ задерживаются ею на 95–99%. Значит, если в пермеат уходят OH-ионы, в рассоле должны присутствовать гидрокарбонатные, а увеличение продувки модуля вследствие более высокой турбулизации потока должно приводить к углублению процесса разрушения HCO₃²⁻. При проверке этих положений были получены следующие результаты:

1. Продувка 15%:

карбонатная щелочность питательной воды – 0,5 мг-экв/л;
в пермеате: 60 мкг-экв/л OH⁻ и 100 мкг-экв/л CO₃²⁻;

в рассоле: 0,96 мг-экв/л CO₃²⁻ и 0,74 мг-экв/л HCO₃⁻.

2. Продувка 20%:

карбонатная щелочность питательной воды 0,38 мг-экв/л;
в пермеате: 100 мкг-экв/л OH⁻ и 90 мкг-экв/л CO₃²⁻;

в рассоле: 0,5 мг-экв/л CO₃²⁻ и 0,63 мг-экв/л HCO₃⁻.

3. Отношение HCO₃⁻/CO₃²⁻ в рассоле:

при продувке 15% – 0,77;
при продувке 20% – 1,26.

4. Отношение OH⁻/CO₃²⁻ в пермеате:

при продувке 15% – 0,6;
при продувке 20% – 1,1.

Таким образом, обе гипотезы полностью подтвердились. Следует подчеркнуть, что как при питании УОО подкисленной водой, так и щелочной доступными методами анализа органические вещества в пермеате не обнаружены.

Предварительные расчеты показали, что достаточный щелочной резерв для предотвращения образования органосодержащих отложений на мембранных лежит в пределах pH = 8,0–8,5. При pH = 8,5 по индексу Ланжелье допускается в питательной воде 0,1 мг-экв/л Ca²⁺ и 0,1 мг-экв/л Mg²⁺, что значительно облегчает эксплуатацию одноступенчатой Na-катионитной установки. Для регулирования pH питательной воды к ее линии подвели трубопровод диаметром 38 мм от насосов декарбонизированной воды цепочек ионитного обесцеливания воды и провели серию из 150 экспериментов на каждом модуле по определению зависимости электропроводности пермеата от pH питательной воды при ее электропроводности 444 мкСм/см. Результаты показаны на рис. 1, из которого видно, в пределах pH = 8,0–8,5 электропроводность пермеата составляет 5,5–7,0 мкСм/см. Такой режим и принят был в качестве базового.

Анализируя рис. 1, не следует удивляться, что качество пермеата модулей заметно отличается. На модуле “B” из-за недостаточного уплотнения РФЭ после одного из их осмотров наблюдается микропротечка рассола в камеру пермеата.

Изменились ли как-нибудь показатели работы фильтров тонкой очистки и УОО-166 после установления нового сводно-химического режима? В

Таблица 3

Динамика отмычки мембран от “органики”

Время	t, °C	Давление, кПа	
		осмотическое	вдоль мембран
10 ч 00 мин	33,1	1070	290
10.15	33,1	918	265
12.00	35,0	891	252
14.00	35,7	874	249
16.00	35,8	864	249
18.00	35,9	865	246
20.00	35,4	867	243
22.00	34,7	866	242

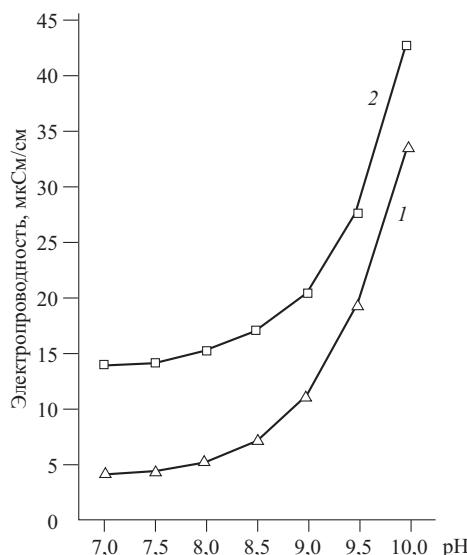


Рис. 1. Графики зависимости электропроводности пермеата от pH питательной воды (электропроводность питательной воды 444 мкСм/см):

1 – модуль “А”; 2 – модуль “Б”

табл. 4 даны сравнительные характеристики работы ФТО при подкисленной и щелочной питательных водах. Туда же для информации добавлены основные данные по работе ФТО при $\text{pH} = 10,2 \div 10,4$ на Воронежской ТЭЦ-1. В последнем случае очистка воды для УОО производительностью 50 т/ч производится в две ступени (по четыре на каждой ступени): на первой ступени установлены патроны с порами 20 мкм, на второй

Таблица 4

Сравнительные характеристики работы фильтров тонкой очистки

Параметр	Воронежская ТЭЦ-1	Нижнекамская ТЭЦ-1	
		pH = 5,5	pH = 8,5
Суммарное число фильтров, шт.	8	2	2
Суммарное число патронов, шт.	144	70	70
Площадь фильтрования одного патрона, м ²	0,165	0,165	0,165
Скорость фильтрования, м/ч	8,15	17,0	17,0
Выработка воды на один патрон, м ³	792	940	–
Суммарная площадь фильтрования, м ²	23,76	11,55	11,55
Выработка воды на 1 м ² фильтрующей поверхности, м ³ /м ²	4800	5700	–
Шламоемкость патронов по Fe(OH)_3 , Ca(OH)_2 , Mg(OH)_2 , г/м ²	–	33	68
Суммарная шламоемкость двух ФТО, г	–	383	785

– 5 мкм. В табл. 4 обратим внимание на то, что на Нижнекамской ТЭЦ-1 (НКТЭЦ-1) после перехода на щелочной режим шламоемкость патронов и фильтров возросла в 2 раза. Это не удивительно, если учесть, что при работе на подкисленной питательной воде ФТО задерживали не только оксиды железа, но и микрочастицы ассоциатов техногенных органических кислот.

Осадки с верхней части патронов после высыпивания и соскабливания притягивались магнитом. Рентгеноструктурный анализ показал присутствие в них большого количества магнетита, и нет уверенности, что он весь задерживался на ФТО и не отлагался на мембранах. Серия специальных исследований показала, что осадки на ФТО состоят из комплексных соединений с органическими веществами, где отношение минеральной массы к органической (по массе) составляло в среднем 1 : 6,3. Это значит, что оксиды железа выходят из осветлителей в виде взвесей, плотно окутанных “шубой” органических веществ. Такой осадок растворялся только в кипящей соляной кислоте. Кационный состав осадка, выполненный химическими анализами, и на приборе “Плазмотрон” показан в табл. 5.

Аппарат обратного осмоса производительностью 166 т/ч состоит из двух модулей, вырабатывающих по 83 т/ч пермеата каждый. Модули состоят из 15 трубных корпусов, структурированных в две ступени по формуле 10 : 5, или 10 корпусов на первой ступени и пяти корпусов – на второй. В каждый корпус помещены семь РФЭ, в модуль загружено $15 \times 7 = 105$ РФЭ, а аппарат содержит 210 РФЭ. Выработка воды с одного РФЭ составляет $0,790 \text{ м}^3/\text{ч}$, для сравнения отметим, что на Воронежской ТЭЦ-1 она выше – $0,926 \text{ м}^3/\text{ч}$. Расход питательной воды на УОО-166 – $196 \text{ м}^3/\text{ч}$, выработка пермеата – 166 т/ч, продувка – 30 т/ч. На рис. 2 показана упрощенная гидравлическая схема двухступенчатого аппарата обратного осмоса НКТЭЦ-1, на рис. 3 – трехступенчатого аппарата Воронежской ТЭЦ-1. Цифрами обозначены потоки воды по

Таблица 5

Кационный состав осадков на патронах ФТО

Катион	Доля, %		
	Химический анализ		Плазмотрон при pH = 8,5
	pH = 5,5	pH = 10,0	
Fe	86,90	94,85	98,24
Ca + Mg	13,10	5,15	–
Cr	–	–	1,03
Ni	–	–	0,51
Cu	–	–	0,16
Co	–	–	0,06
Итого	100	100	100

каждой трубной сборке, а в процентах дан выход рассола по отношению к объему входящей воды. Не требуется глубокого анализа, чтобы понять, что продувка на НКТЭЦ-1 слишком “зажата”, да и формула 10 : 5 не совсем удачна. В результате создаются все условия для образования отложений в последних по ходу движения воды РФЭ.

Возникает вопрос: нужно ли так “зажимать” продувку, если имеется другое чисто технологическое решение: часть продувки направлять обратно в осветлитель, а другую часть (10 – 15%) – на сброс или повторное использование для других целей. В абсолютном большинстве случаев, конечно же, такое жесткое ограничение продувок не оправдано. Важно только, чтобы ТЭС и энергосистемы для оказания технической помощи при выборе схем и средств предочистки воды, формулы УОО, выбора способов утилизации продувки и минимизации объема сточных вод обращались в специализированные институты.

Следующие 10 мес (до марта 2001 г.) УОО-166 работала при $\text{pH} = 8,5 \div 10,0$ практически без увеличения ΔP . Справедливости ради следует заметить, что к моменту перевода УОО-166 на щелочной режим имелся положительный опыт эксплуатации УОО-50А при $\text{pH} = 10,2$ на Воронежской ТЭЦ-1. В марте 2001 г. при $\Delta P = 240 \div 245 \text{ кПа}$, который установился после эксплуатации УОО-166 на подкисленной воде (см. табл. 3), решили провести промывку модулей 2%-ным раствором лимонной кислоты с добавлением в нее NaOH до $\text{pH} = 3,5$. Отметим при этом, что практически все увеличение ΔP было на первой ступени обессоливания. Отмывка одного модуля длилась 9 сут., всего было удалено 2400 г отложений в пересчете на Fe(OH)_3 : в первые 2 сут. – по 500 г, остальные 7 сут. – по 200 г. Таким образом, получили еще одно косвенное подтверждение локальности расположения отложений: в первые 2 сут. происходил смыв отложений со всей поверхности 105 РФЭ, в последующие 7 сут. – только локализованная их часть. Если предположить, что скорость растворения осадка была одинаковой и зависела только от площади соприкосновения с моющим раствором, то отложения располагались в четырех из семи

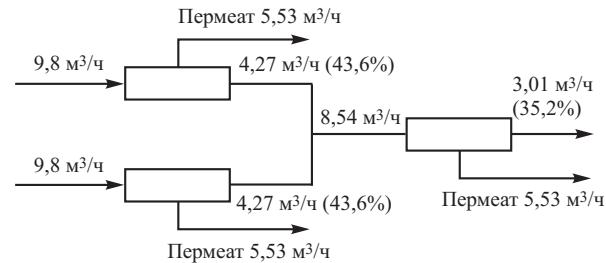


Рис. 2. Упрощенная гидравлическая схема УОО на Нижнекамской ТЭЦ-1

РФЭ каждой трубной сборки первой ступени УОО.

Механические фильтры. В качестве мехфильтров используются стандартные аппараты Таганрогского котельного завода диаметром 3,4 м. Впервые в отечественной энергетике на Нижнекамской ТЭЦ-1 реализована двухслойная загрузка мехфильтров. В качестве фильтрантов были рекомендованы материалы, указанные далее.

Параметр	Дробленый кварц	Антракаит
Нижний слой	+	-
Верхний слой	-	+
Диаметр частиц, мм	0,5 – 1,2	0,8 – 1,8
Эквивалентный диаметр, мм	0,8	1,1
Высота слоя, м	0,4 – 0,5	0,4 – 0,5
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	2,6	1,8 – 1,9
Насыпная масса, $\text{г}/\text{см}^3$	1,25 – 1,35	0,8 – 1,0
Годовой износ, %	10	10
Расчетная теплоемкость, $\text{кг}/\text{м}^2$	1,5	1,75
Удельный расход воды на промывку, %	4	4
Требуемое относительное расширение загрузки при промывке, %:	50	50

Фактически НКТЭЦ-1 получила дробленый кварц фракционного состава, указанного в табл. 6 с эквивалентным диаметром 0,86 мм, насыпной массой $1305 \text{ кг}/\text{м}^3$, плотностью $3,26 \text{ г}/\text{см}^3$. Следует отметить высокое содержание фракций малого диаметра (меньше 0,4 мм) – около 5%, присутствие которых в мехфильтрах не допускается. В отличие от кварцевого песка зарубежной поставки с гладкокатанными гранулами частицы отечественного дробленого кварца имеют неправильную клиновидную форму с острыми краями. Это приводило к двум негативным моментам:

несмотря на наличие крупнозернистой антрацитной подстилки высотой 150 – 200 мм на нижней дренажно-распределительной системе мелкие частицы дробленого кварца доходили до лучей, острыми вершинами проникали в щели желобков и необратимо забивали их. Это стало особенно заметно после 6 мес эксплуатации. ВТИ совместно с НКТЭЦ-1 нашли следующий выход из этого положе-

Таблица 6

Фактический фракционный состав дробленого кварца

Диаметр частиц, мм	Содержание фракций, %	
	по массе	по объему
> 1,6	Следы	Следы
1,0 – 1,6	24,9	24,0
0,8 – 1,0	35,4	36,0
0,4 – 0,8	34,5	36,0
0,315 – 0,4	0,76	1,0
< 0,315	4,0	3,07

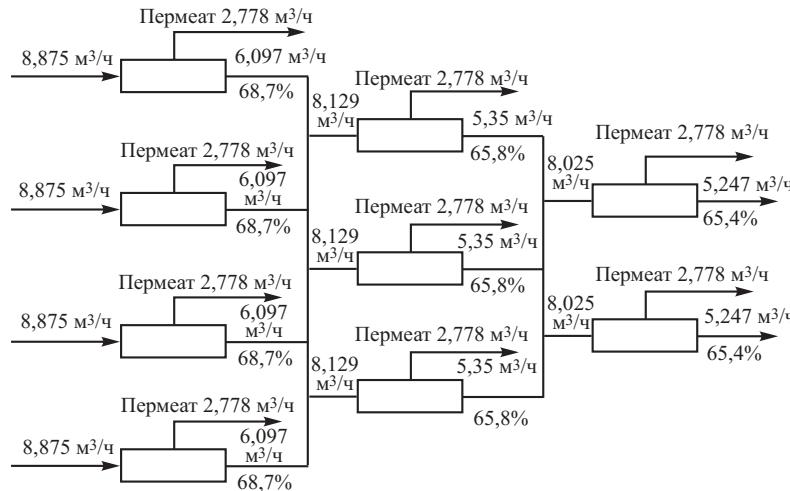


Рис. 3. Упрощенная гидравлическая схема УОО на Воронежской ТЭЦ-1

жения. Обычно лучи нижней дренажной системы расположены щелями вверх, что является идеальной конструкцией для их забивания клиновидными острыми частицами фильтрующего материала. Мы рекомендовали повернуть лучи щелями вниз. Полутрехгодовая эксплуатация мехфильтров после такой реконструкции подтвердила правильность рекомендаций;

при взрыхлении фильтрующих материалов сжатым воздухом наблюдается повышенное образование пылевидных частиц антрацита вследствие истирания последнего об острые грани и вершины дробленого кварца. При неполном удалении их из слоя в процессе отмычки эти частицы задерживаются фильтрами тонкой очистки, снижая ресурс их работы. При подаче воды после двухслойных мехфильтров на ионитное обессоливание указанный ранее фактор практически никак не отражается на рабочих характеристиках ионитов. Более того, истирание антрацита происходит и при перемешивании сжатым воздухом однослоиной загрузки, но менее заметно. В том и другом случае проблема решается более глубокой отмычкой фильтрующего материала перед включением в работу.

Первое и главное преимущество двухслойной загрузки заключается в несопоставимо более глубокой очистке воды от взвесей. Приведем пример из двухлетней практики эксплуатации двухслойных фильтров на НКТЭЦ-1. Когда на "цепочки" обессоливающих ионитных фильтров подается вода от обычных мехфильтров, они включаются в работу с расходом 120 – 130 т/ч. К концу фильтроцикла (1 сут.) расход воды через них снижается до 80 – 90 т/ч из-за загрязнения взвесями предвключенного Н-катионитного фильтра. Когда те же цепочки переводили на воду, очищенную на двухслойных мехфильтрах, они работали от начала до конца цикла ионирования с расходом 210 т/ч без заметного увеличения перепада давления.

Фильтры с "голодной" регенерацией катионита на такой воде работают 2 – 3 сут. Последующее взрыхление загрузки (перед регенерацией или в процессе регенерации) показали весьма слабую ее загрязненность суспензованными частицами.

Второе преимущество заключается в более высокой шламоемкости фильтра. Верхний слой двухслойной загрузки состоит из более крупных фракций относительно легкого материала (антрацита), а нижний – из более мелкого, но тяжелого кварца. Вода со взвесью, проходя через слой крупнозернистого материала, оставляет на нем основную массу взвеси, а нижний слой мелкозернистого кварца задерживает остатки – мелкую взвесь. Таким образом, повышается шламоемкость слоя, увеличивается межпромывочный период и сокращается удельный расход воды на промывку.

В ближайшие годы спрос на двухслойные мехфильтры резко возрастет по следующим причинам:

при необходимости можно увеличить выработку обессоленной воды в 1,5 – 2,0 раза на действующей ВПУ без реконструкции ионитных фильтров. В настоящее время первая ступень ионитных фильтров на подавляющем большинстве ТЭС работает при скорости фильтрования 10 – 15 м/ч против нормативных 20 – 30 м/ч (кроме фильтров с анионитом АН-31, где допускается скорость фильтрования не выше 20 м/ч). Это происходит из-за зашламления катионита и вследствие этого повышенного гидравлического сопротивления Н-катионитного фильтра (основного или предвключенного). Предочистка воды на двухслойных мехфильтрах, как показала практика, позволяет достаточно глубоко очистить воду от взвесей, чтобы избежать этого явления;

в настоящее время на ряде ТЭС проводятся подготовительные работы для промышленных испытаний современных зарубежных противоточных технологий обессоливания воды. Практиче-

ски все они, кроме “Апкоре”, могут работать только на глубокоочищенной от взвесей воде. Однослойные мехфильтры воду требуемого качества дать не могут. Необходимость широкого внедрения экономичных противоточных технологий в России не вызывает сомнений, следовательно, возникнет вопрос о более глубокой очистке воды от супенсированных примесей;

практически ни одна баромембранные технологии не может работать на воде, получаемой на однослоиных мехфильтрах, загруженных антрацитом. Требуется дополнительная стадия очистки. Двухслойные фильтры решают эту проблему.

Фильтры с “голодной” регенерацией катионита по первоначальному варианту проекта должны были выполнять следующие функции:

подкислять воду с одновременным удалением жесткости. Здесь важен тот факт, что подкисление происходит без добавления SO_4^{2-} в воду, т.е. снижается вероятность образования гипса на мембранах УОО-166, особенно при 7-кратном концентрировании;

снижать на 50 – 60% концентрацию оксидов железа с таким расчетом, чтобы оставшаяся концентрация не превысила лимитируемого значения для питательной воды УОО-166, равного 100 мкг/кг;

отфильтровывать взвеси в случае нарушения режима работы мехфильтров.

Следует заметить, что такое сочетание: известково-едконатровая обработка воды в осветлителях и ее катионирование в Н-фильтрах со слабокислотным катионитом для глубокого умягчения воды было впервые применено не только в России, но и в мире – на стадии проектирования раздавалось много скептических замечаний по поводу работоспособности схемы.

Для опытно-промышленных испытаний стандартные фильтры были загружены на высоту 0,8 м карбоксильным катионитом КБ-4. После монтажа УОО-166 в пять фильтров диаметром 3,0 м (2 шт.) и 3,4 м (3 шт.) загрузили слабокислотный катионит “Амберлайт IRC-86”. Опытно-промышленные испытания и промышленная эксплуатация в течение 2 лет показали, что оба фильтрующих материала стабильно снижали содержание Fe^{3+} на 50 – 65% и работали с остаточной жесткостью фильтрата 5 – 20 мг-экв/л, показывая при этом рабочую обменную емкость 1200 – 1300 г-экв/ m^3 .

Было только одно различие: указанные характеристики на КБ-4 достигались при стехиометрическом расходе кислоты на регенерацию, в то время как для IRC-86 требуется расход реагента 1,25 – 1,30 г-экв/г-экв. При меньшей подаче кислоты заметно (до 800 – 900 г-экв/ m^3) падает рабочая обменная емкость катионита и происходит накопление в нем Fe^{3+} из-за неполного удаления в процессе регенерации. В результате в конце цикла

фильтрования резко повышалась концентрация железа в фильтрате, что приводило к нарушению требований к качеству питательной воды УОО.

Отдельные элементы предложенной схемы, такие как известково-едконатровая обработка воды в осветлителях, умягчение воды на фильтрах со слабокислотным катионитом, уже внедрены на других ТЭС.

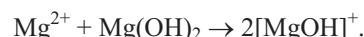
На-катионитные фильтры. В связи с изменением водно-химического режима работы УОО-166 в мае 2000 г. вместо фильтров со слабокислотным катионитом для умягчения известкованной воды с $\text{pH} = 10,0 \div 10,2$ включены в эксплуатацию Na-катионитные фильтры. Здесь мы столкнулись с явлением, на которое не обращают внимания при умягчении подпиточной воды теплосети: если на эти фильтры поступает вода с гидратной щелочностью 0,2 – 0,3 мг-экв/л, то в фильтрате она не обнаруживается. У нас были теоретические предположения, что механизм ионного обмена при умягчении нейтральной воды отличается от процессов, протекающих на катионите при удалении жесткости из воды с $\text{pH} = 10,0 \div 10,2$. Если в первом случае ион магния поглощается катионитом в виде Mg^{2+} , то при наличии гидратной щелочности он связан в соединение $\text{Mg}(\text{OH})_2$, которое диссоциирует по первой ступени



Произведение растворимости $\text{PR}_1 = 2,7 \cdot 10^{-9}$. Активность ионов $[\text{MgOH}]^+$ в воде равна

$$a_{\text{MgOH}}^+ = \sqrt{2,7 \cdot 10^{-9}} = 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ г-ион/л.}$$

Из практики известкования воды известно, что концентрация магния в осветленной воде (0,4 – 0,6 мг-экв/л) обычно вдвое превосходит гидратную щелочность (0,2 – 0,3) мг-экв/л. В этом случае реакция выглядит



Значит, анион гидроксида в составе комплексного катиона должен полностью поглощаться катионитом, щелочность воды после Na-катионитного фильтра определяется только присутствием карбонатов, а pH фильтрата должен снижаться на 0,1 – 0,2 единицы до тех пор, пока не начнется проскок $[\text{MgOH}]^+$.

На промышленных фильтрах НКТЭЦ-1 мы проверили это положение. Анализы воды на входе в Na-катионитную установку в первом случае были следующими:

$\text{pH} = 10,0$; $\text{Mg} = 0,4 \text{ мг-экв/л}$; $\text{CO}_3 = 0,62 \text{ мг-экв/л}$; $\text{OH} = 0,08 \text{ мг-экв/л}$.

То же в фильтрате:

$\text{pH} = 9,8$; $\text{CO}_3 = 0,5 \text{ мг-экв/л}$; $\text{OH} = 0,00 \text{ мг-экв/л}$.

Через сутки те же анализы показали:

на входе: $\text{pH} = 10,0$; $\text{Mg} = 0,4 \text{ мг-экв/л}$;
 $\text{CO}_3 = 0,57 \text{ мг-экв/л}$; $\text{OH} = 0,21 \text{ мг-экв/л}$;
 в фильтрате: $\text{pH} = 9,8$; $\text{CO}_3 = 0,46 \text{ мг-экв/л}$;
 $\text{OH} = 0,00 \text{ мг-экв/л}$.

В дальнейшем эти данные многократно подтверждались. Кроме того, имеется ряд сообщений с других ТЭС, где отмечается снижение щелочности воды после Na-катионитных фильтров.

Иногда задают вопрос, почему наши теоретические рассуждения касаются только $[\text{MgOH}]^+$ и не относятся к образованию $[\text{CaOH}]^+$.

Дело в том, что для диссоциации Ca(OH)_2 по первой ступени



Произведение растворимости $\text{PPr}_1 = 1,4 \cdot 10^{-4}$ или $a_{\text{CaOH}}^+ = 1,18 \cdot 10^{-2}$.

Таким образом, активность иона $[\text{CaOH}]^+$ в 230 раз превосходит a_{MgOH}^+ . При недостатке OH^- по сравнению с Ca^{2+} и Mg^{2+} реакция идет главным образом в сторону образования менее растворимых соединений, т.е. практически все гидроксидные ионы связываются с Mg.

Отсюда следует, что при истощении Na-катионитных фильтров жесткость фильтрата будет определяться только просоком $[\text{MgOH}]^+$, что экспериментально подтверждено нами до $J = 50 \text{ мкг-экв/л}$. При более высокой жесткости фильтры отключали.

Выходы

1. Установка обратного осмоса надежно очищает воду от ионодисперсных органических при-

месей, что крайне важно для повышения надежности работы энергоблоков на НКВР.

2. Предварительные данные эксплуатации установок обратного осмоса на НКТЭЦ-1 и ТЭЦ-23 Мосэнерго показали их более высокую экономичность по сравнению с ионитным обессоливанием воды (на 50 и 30% соответственно) при солесодержании исходной воды 100 и 250 мг/л. Проектным и научным институтам необходимо продолжить работы по технико-экономическому сопоставлению этих двух типов обессоливающих установок.

3. До накопления более широкого опыта эксплуатации подбор схем и средств предочистки воды, водно-химического и гидравлического режимов работы УОО должен проводиться специализированными организациями на основе углубленного изучения качества исходной (сырой) воды.

Список литературы

1. Экономическое сравнение технологий обессоливания добавочной воды энергетических котлов высокого давления / Ноев В. В., Быстрова Т. Ф., Парилова О. Ф., Ситняковский Ю. А. и др. – Энергосбережение и водоподготовка, 1998, № 1.
2. Мамет А. П., Ситняковский Ю. А. Применение обратного осмоса при обессоливании воды для питания парогенераторов ТЭС и АЭС. – Теплоэнергетика, 2000, № 7.
3. Механизм “проска” органических кислот через ионитные фильтры ХВО и БОУ / Ходырев Б. Н., Федосеев Б. С., Коровин В. А. и др. – Теплоэнергетика, 1999, № 7.
4. Продукты термолиза органических соединений и их сорбция ионитами БОУ / Ходырев Б. Н., Федосеев Б. С., Коровин В. А. и др. – Теплоэнергетика, 1998, № 7.
5. Удаление загрязнений из рулонных обратноосмотических элементов обессоливающих установок/ Парыгин В. С., Смирнова В. А., Вовк В. Н. и др. – Энергетика и электрификация, 1997, № 6.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Познакомиться с историей создания журнала «Электрические станции», редакционной коллегией и редакцией, тематикой и содержанием журнала за последние годы Вы можете на нашей страничке в Internet: www.energy-journals.ru. Там же Вы узнаете расценки на размещение рекламы, как подписаться на журнал в редакции, правила оформления рукописи и другую информацию.

Сравнение экономичности ионитного и обратноосмотического обессоливания воды

Мамет А. П., доктор техн. наук, Ситняковский Ю. А., инж.

ВНИИАМ

Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП-81 рекомендуют применять химическое (ионитное) обессоливание воды при среднегодовом суммарном содержании анионов сильных кислот ($\text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^- + \text{NO}_3^- + \text{NO}_2^-$) в исходной воде до 5,0 мг-экв/л, а выше этого значения – мембранные методы водоподготовки в сочетании с химическими (ионитными) или же термические (испарители) методы обессоливания воды. Применение испарителей имеет свою специфику и здесь не рассматривается. Видимо, их применение экономично при более высоком солесодержании исходной воды.

Выбор метода водоподготовки определяется технико-экономическим сравнением.

При проведении технико-экономического сравнения должны учитываться многие факторы: стоимость расходуемой электроэнергии и химических реагентов, ионообменных материалов и обратноосмотических мембран, производительность установки обессоливания воды, а также стоимость рабочей силы, исходной воды, затрат на обезвреживание и сброс стоков, капитальные затраты на технологическое оборудование и автоматизацию технологического процесса, качество исходной воды и требования потребителей к обессоленной воде.

Обычно принято сравнивать обессоливание на ионитных (ИО) фильтрах (две ступени фильтров "Н" и "ОН" + ФСД) и обратный осмос (ОО) – обессоливание с помощью мембранный технологии. При этом обратный осмос рассматривается обычно как первая ступень обессоливания воды перед ионитными (ФСД) фильтрами второй ступени (ОО/ИО).

Сравнение, как правило, производится по гравитационному солесодержанию (ГСС), определяющему целесообразность применения той или иной технологии водообработки.

В конце 80-х годов прошлого столетия за рубежом было принято значение ГСС между 1,0 г и 3,0 г (20 – 60 мг-экв/л по CaCO_3), выше этого значения применялись испарители или ОО. В то время выпускались, в основном, ацетатцеллюлозные обратноосмотические мембранные, рабочее давление которых для обессоливания солоноватых вод составляло 50 кгс/см². Соответственно все основное оборудование ОО было высокометаллоемким,

дорогим и установки ОО имели невысокие экономические показатели.

Положение изменилось, когда в конце 80-х – начале 90-х годов появились высокопроизводительные композитные мембранные с рабочим давлением 16 кгс/см². Значение ГСС сдвинулось в меньшую сторону и составило 400 мг/л (8 мг-экв/л по CaCO_3).

В настоящее время широко применяются тонкопленочные высокоселективные низконапорные мембранные с рабочим давлением от 6 кгс/см². Так, например, расчетное рабочее давление на действующей установке обратного осмоса производительностью 90 м³/ч на электростанции Магнитогорского металлургического комбината составляет всего 7,5 кгс/см² при солесодержании исходной воды 200 мг/л.

Одновременно произошло совершенствование и технологии ИО. Внедрение противоточной регенерации фильтров, загруженных моносферическими смолами, позволило сократить в 1,5 – 1,8 раза расход реагентов на регенерацию ионитов, уменьшить затраты на технологическое оборудование и количество сбросных вод, т.е. улучшить экономические показатели ИО.

В результате показатель ГСС опять сдвинулся в сторону уменьшения. По данным концерна "DOW CHEMICAL", производящего и распространяющего как высокоселективные композитные обратноосмотические мембранные типа FT-30, так и ионообменные смолы "DOWEX" показатель ГСС снизился до 130 мг/л, т.е. до 2,6 мг-экв/л (рис. 1).

При данной экономической оценке фирмой были проанализированы три водоподготовительные установки производительностью 40, 80 и 160 м³/ч для четырех значений солесодержания исходной воды: 80, 160, 320 и 480 мг/л (по CaCO_3). Для всех трех установок сравнивались одинаковые технологические схемы: для ИО – установка, включающая три ступени (Н–ОН, ФСД) обессоливания на параллельно-точных фильтрах, как наиболее распространенных, загруженных моносферическими смолами, а для ОО – установка, в которой первой ступенью являлась установка с композитными или ацетатцеллюлозными мембранными, а второй – ионитные фильтры смешанного действия, загруженные моносферическими сильнокислотным катионитом и сильноосновным анионитом. Для обеих технологий принято, что качество

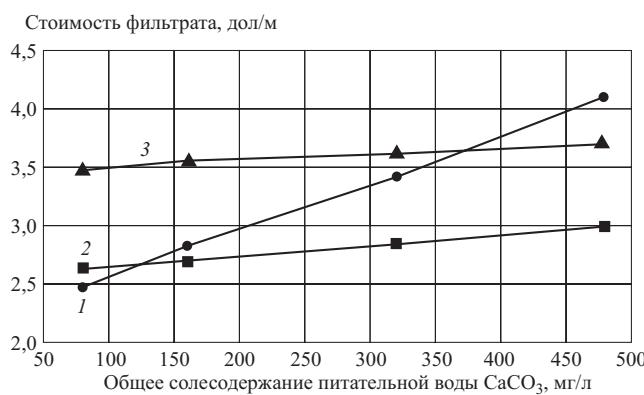


Рис. 1. Стоимость производства очищенной воды для ионитного и обратноосмотического обессоливания:

1 – трехступенчатый ионный обмен; 2 – обратный осмос (композитные мембранны) – ионный обмен; 3 – обратный осмос (АЦ мембранны) – ионный обмен

обработанной воды не должно быть хуже 0,5 – 1,0 МОм/см (2,0 – 1,0 мкСм/см).

Качество исходной воды может сильно изменяться в зависимости от источника воды и влиять на выбор схемы предочистки, особенно в случае применения ОО. В данном случае принята “минимальная” предочистка. Стоимость электроэнергии и реагентов для регенерации фильтров, а также стоимость обратноосмотических мембран приняты средними для региона.

Из рассмотрения графиков [рис. 1](#) следует, что стоимость производства очищенной воды на ОО/ИО системах и ИО системах прямо пропорциональна солесодержанию исходной воды. При этом возрастание солесодержания исходной воды слабо сказывается на стоимости очищенной воды для систем ОО/ИО, существенно сказывается для систем ИО. Значение ГСС сильно зависит от типа используемых обратноосмотических мембран. Если для систем ОО/ИО с композитными мембранными ГСС составляет 130 мг/л (по CaCO₃), то для таких же систем с ацетатцеллюлозными мембранными – 380 мг/л. Это объясняется более высокими давлениями воды для ОО в установках с ацетатцеллюлозными мембранными, большими затратами электроэнергии и более тяжелым оборудованием.

Стоимость обработки воды в ИО системах при увеличении солесодержания исходной воды, в основном, возрастает из-за увеличения расхода регенирирующих химреагентов и прежде всего – щелочи, а также стоимости досыпки самих ионитов.

В системах ОО/ИО обратноосмотическая установка принимает на себя основную “солевую нагрузку” при обессоливании воды. Для композитных обратноосмотических мембран селективность по преобладающим солям составляет 96 – 99%, т.е. в пермеате ОО, поступающем на ионитные фильтры последующих ступеней водообработки остается только всего от 1 до 4% солей, что облег-

чает работу ионитных фильтров, ведет к резкому увеличению их фильтр-цикла, сокращению расхода реагентов и смол, а также стоков. Основную долю в себестоимость обессоливания воды при этом вносят затраты на электроэнергию и замену мембран.

Расчеты в данном исследовании показали, что увеличение производительности с 40 до 160 м³/ч в системах ОО/ИО и ИО незначительно сказывается на значении ГСС, но ведет к снижению на 13 – 18% себестоимости очищенной воды.

Мембранные методы обессоливания воды на электростанциях в Европе получили в настоящее время меньшее применение, чем в США, в основном вследствие значительных различий в стоимости электроэнергии и химреагентов. В Европе имеются по две-три крупных обессоливающих системы ОО на электростанциях в Венгрии, Италии, Польше, Испании, Германии, Австрии и в России.

Первая промышленная обратноосмотическая установка в СССР производительностью 50 м³/ч (проект ВНИИАМ, изготовитель – ПО ТКЗ) была построена на Зуевской ЭТЭЦ (Донецкая обл.) в 1989 г.

Использовались 594 ацетатцеллюлозные мембранны диаметром 100 мм производства НПО “Тасма” (г. Казань). Установка проработала более 5 лет с заменой мембран и дала толчок к внедрению обратноосмотических установок в энергетику РФ. Российскими специалистами, в том числе и авторами данного исследования, была проведена оценка целесообразности применения обратноосмотического обессоливания на электростанциях. Для расчетов приняты три значения общего солесодержания исходной воды: 260, 360 и 420 мг/л, а также четыре производительности: 100, 300, 500 и 800 м³/ч. Исследовались три технологические системы: традиционная прямоточная (ИО), противоточная, включая UP CO RE (ИО_{пр}), и смешанная система с применением в качестве первой ступени обессоливания воды обратноосмотических композитных мембран, а во второй ступени – ионитного обессоливания – ОО/ИО. На [рис. 2](#) показана зависимость себестоимости обессоливания воды от производительности обессоливающих установок для различных солесодержаний исходной воды. Себестоимость обессоливания воды рассчитывалась по формуле $C = \mathcal{E}/Q$, где \mathcal{E} – эксплуатационные расходы или текущие годовые издержки на обессоливание воды, руб.; Q – годовая выработка обессоленной воды, м³.

На [рис. 3](#) показаны графики зависимости обессоливания воды от солесодержания исходной воды.

Из анализа графиков [рис. 2](#) и [3](#) следует, что наилучшие показатели имеет система ОО/ИО, для которой максимальная себестоимость воды составляет около 5,0 руб./м³.

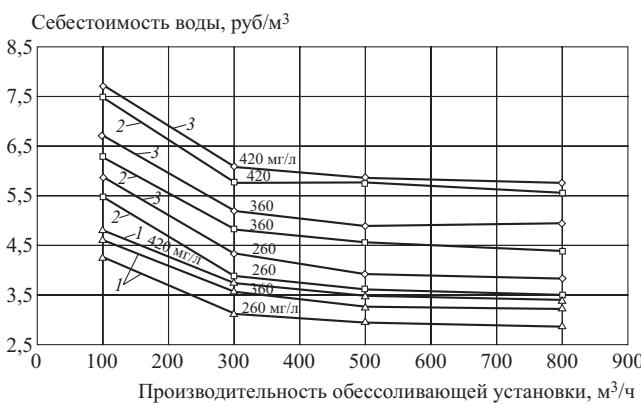


Рис. 2. Графики зависимости обессоливания воды от производительности для различных технологий:

1 – обратноосмотическое обессоливание; 2 – противоточное ионитное обессоливание; 3 – традиционное ионитное обессоливание; 260, 360, 420 мг/л – солесодержание воды

Для обратноосмотической установки производительностью 50 м³/ч (УОО-50А), действующей на ТЭЦ-23 АО Мосэнерго в составе системы ОО/ИО, фактическая себестоимость обессоливания воды составила 6,6 руб/м³, в то время как при обессоливании воды на той же ТЭЦ в системе ИО себестоимость равнялась 9,7 руб/м³, т.е. почти в 1,5 раза выше.

Расчеты себестоимости обессоливания воды выполнены и для обратноосмотических установок производительностью 166 м³/ч (УОО-166) и 200 м³/ч (УОО-200) на Нижнекамской ТЭЦ-1 в системах ОО/ИО. Расчетная себестоимость обессоливания воды, выработанной с применением ОО, составила соответственно 4,75 и 4,57 руб/м³, при этом себестоимость в системе ИО на этой же ТЭЦ равнялась соответственно 6,13 и 5,91 руб/м³. Фактическая себестоимость обессоливания воды в системе ОО/ИО с обратноосмотической установкой УОО-166 в первом квартале 2001 г. составила 7,06 руб/м³, а при традиционном обессоливании в системе ИО – 14,76 руб/м³ (по данным Нижнекамской ТЭЦ).

Имеющаяся разница в расчетных и фактических показателях себестоимости обессоливания воды объясняется постоянно меняющимися показателями стоимости химреагентов для регенерации ионитов, стоимости сброса стоков и исходной воды, стоимости смол для дозасыпки фильтров и обратноосмотических мембран для их замены. Однако общая тенденция остается неизменной: системы ОО/ИО имеют существенное преимущество перед системами ИО.

Нижегородский НИАЭП провел сравнительные расчеты экономичности применения различных технологий обессоливания воды для водоподготовки Ростовской АЭС производительностью 173 м³/ч. Исходная вода (Цимлянское водохранилище) имеет общее солесодержание 370 мг/л.

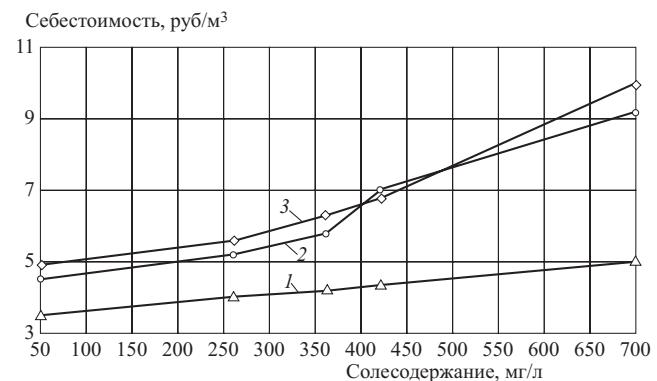


Рис. 3. Графики зависимости себестоимости обессоленной воды от солесодержания:

1 – обратноосмотическое обессоливание; 2 – противоточное ионитное обессоливание; 3 – традиционное ионитное обессоливание

Сравнивались технологии: существующая – трехступенчатый ионообмен, предлагаемая противоточная технология UP CO RE, обратноосмотическая технология ОО/ИО и дистиляционное обессоливание (испарители).

Результаты сравнения приведены в таблице.

Важным экономическим показателем для применения той или иной технологии обессоливания воды служат удельные приведенные затраты ($Z_{\text{пп}}^{\text{уд}}$). Удельные приведенные затраты рассчитываются по формуле

$$Z_{\text{пп}}^{\text{уд}} = Z_{\text{пп}}/Q;$$

$$Z_{\text{пп}} = C + E_{\text{н}} \times K_3, \text{ – приведенные затраты,}$$

где C – себестоимость обессоливания воды, руб/м³; $E_{\text{н}} = 0,15$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K_3 – капитальные затраты, руб.

Удельные приведенные затраты учитывают и капитальные затраты на строительство установки обессоливания и эксплуатационные затраты, т.е. являются универсальным экономическим показателем.

График зависимости удельных приведенных затрат от содержания сульфат- и хлорид-ионов в исходной воде показан на рис. 4.

Показатель	Система			
	ИО	UP CO RE	ДОУ	ОО/ИО
Себестоимость 1 м ³ обессоленной воды без учета переработки стоков, руб/м ³	15,3	10,1	11,0	9,4
Себестоимость 1 м ³ обессоленной воды с учетом переработки стоков, руб/м ³	21,0	15,5	–	14,8

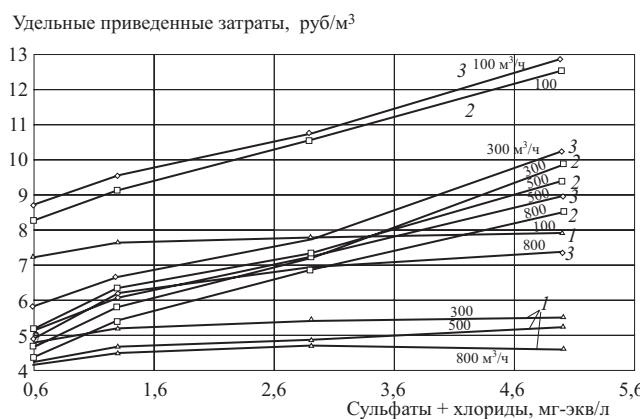


Рис. 4. Графики зависимости удельных приведенных затрат от содержания сульфат- и хлорид-ионов для разных технологий обессоливания воды:

1 – обратноосмотическое обессоливание; 2 – противоточное ионитное обессоливание; 3 – традиционное ионитное обессоливание; 100; 300; 500; 800 – производительность, м³/ч

Из графика следует, что применение мембранных технологий в системе ОО/ИО выгоднее, чем другие технологии.

На рис. 5 показаны данные по фактическому сбросу солей в системе ОО/ИО обессоливающей установки УОО-50А ТЭЦ-23 Мосэнерго.

Таким образом системы ОО/ИО способствуют стабилизации экологической обстановки в районе расположения электростанции.

В настоящее время в РФ в составе водоподготовок на электростанциях действуют четыре крупные обратноосмотические установки: на ТЭЦ-23 Мосэнерго (50 м³/ч), на Нижнекамской ТЭЦ-1 (166 м³/ч), на Воронежской ТЭЦ-1 (50 м³/ч), на электростанции Магнитогорского металлургического комбината (90 м³/ч). Проектируются обрат-

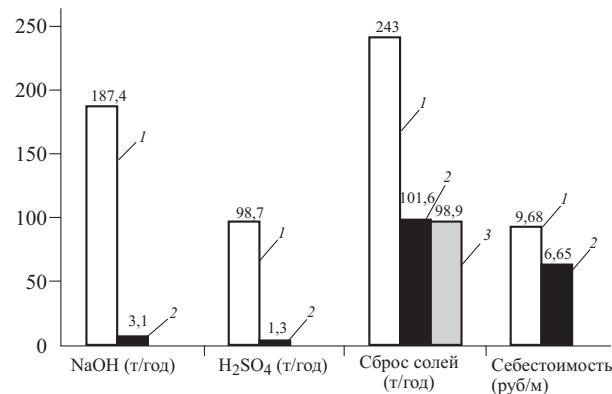


Рис. 5. Расход реагентов, сброс солей в стоках и себестоимость обессоливания воды при ионировании и обратном осмосе (производительность 50 м³/ч):

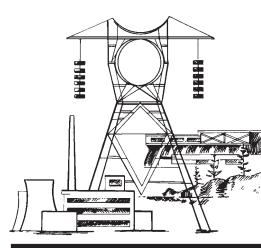
1 – ионитное обессоливание; 2 – обратный осмос; 3 – исходная вода

ноосмотические установки на Норильской ТЭЦ-1 (200 м³/ч), на Петропавловской ТЭЦ (50 м³/ч).

Очевидные экономические и экологические преимущества обратноосмотических систем ОО/ИО должны способствовать более широкому внедрению этой техники в водоподготовку на электростанциях.

Список литературы

- Мартынова О. И. Конференция VGB “Химия на электростанциях”. – Теплоэнергетика, 1997, № 11.
- Экономическое сравнение технологий обессоливания воды энергетических котлов высокого давления / Ноев В. В., Быстров Т. Ф., Парилова О. Ф., Ситниковский Ю. А. и др. – Энергосбережение и водоподготовка, 1998, № 1.
- Scott S. Beardsley, Steven D. Coker, Sharon S. Whipple. Dow Chemical Co. “Demineralization. The economics of reverse osmosis and ion exchange”. – Ultrapure water, 1995, march.
- Мамет А. П., Ситниковский Ю. А. О применении обратного осмоса при обессоливании воды для питания парогенераторов. – Теплоэнергетика, 2000, № 7.



Уважаемые господа!
Мы с удовольствием опубликуем на
страницах, обложке и рекламных вкладышах
нашего журнала Вашу рекламу!

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.
 Тел/факс (095) 234-7417, тел. 234-7419, 275-0023, доб. 21-66,
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

О гидразинной обработке питательной воды котлов ТЭЦ

Шарапов В. И., доктор техн. наук, Макарова Е. В., инж.

Ульяновский государственный технический университет

Надежность котельных установок тепловых электростанций, их экологическая безопасность, эффективность топливоиспользования и стоимость выработанной в них теплоты существенно зависят от водно-химического режима котлов и применяемых методов водоподготовки. В последние годы на многих электростанциях активно обсуждается вопрос о применении широко распространенной гидразинной обработки питательной воды. В настоящей статье предпринята попытка проанализировать необходимость и целесообразность использования гидразина на ТЭЦ, оборудованных барабанными котлами на рабочее давление до 140 кгс/см².

Впервые гидразин стал применяться для химического обескислороживания питательной воды котлов в 40-х годах в Германии [1]. В 50–60-е годы в связи с распространением в отечественной энергетике паровых котлов высокого (90 кгс/см²), сверхвысокого (140 кгс/см²) и сверхкритического (240 кгс/см²) давления и трудностью обеспечения высокого качества деаэрации питательной воды для этих котлов (самые распространенные типы деаэраторов обеспечивали в те годы устойчивое остаточное содержание кислорода на уровне 50 мкг/л [2]) на тепловых электростанциях стала широко применяться обработка питательной воды гидразином.

Назначением гидразина было “ликвидировать проскоки кислорода в термически деаэрированную питательную воду” [3].

Первоначальный отечественный опыт применения коррекционной обработки питательной воды гидразином обобщен в [4, 5]. Дальнейший опыт использования гидразина критически проанализирован сотрудниками ВТИ [6, 7], специалистами эксплуатационных служб энергосистем [8], зарубежными исследователями [9].

Гидразин является реагентом с восстановливающими свойствами, проявляющимися при высоких температурах (более 100°C) и при pH = 9–11. При понижении pH гидразин не предупреждает коррозию, а несколько усиливает ее вследствие образования перекиси водорода [6, 7, 9]. Максимальный ингибирующий эффект гидразина наблюдается при температуре около 150°C [10], т.е. до тракта питательной воды высокого давления и экономайзеров котлов, в пределах нахождения конденсата и питательной воды в системах регенерации низкого

давления от конденсаторов турбин до деаэраторов питательной воды.

Гидразин токсичен. Пары гидразина вредно действуют на слизистые оболочки и дыхательные пути. Растворы гидразина вызывают ожоги кожной ткани и дерматозы [11]. Отмечены канцерогенность и воздействие гидразина на ДНК [12].

Отметим, что наиболее подверженным коррозии является тракт основного конденсата турбины от конденсатора до деаэратора питательной воды (прежде всего, за счет присосов воздуха в вакуумную систему турбоустановки и попадания в тракт кислорода с добавочной питательной водой). В этом тракте происходит нагрев конденсата с 30–40 до 140–150°C. Казалось бы, гидразин должен защищать, прежде всего, участок тракта основного конденсата с температурами конденсата 100–150°C, тем более, что и максимум ингибирующей способности гидразина приходится на 150°C. Однако на большинстве электростанций тракт основного конденсата турбин остается без защиты, так как ввод гидразина осуществляется во всасывающий трубопровод питательных насосов [3, 6–8, 11].

На энергоблоках 300 МВт с прямоточными котлами сверхкритического давления имеется опыт дозирования гидразингидрата в конденсатопровод после конденсатоочистки или в камеру воздухоохладителя конденсатора турбины с целью защиты поверхностей нагрева, выполненных из медесодержащих сплавов, от коррозии, обусловленной наличием в конденсате кислорода и аммиака [7]. В этом случае кислород связывается до деаэратора питательной воды, который служит, по существу, только емкостью запаса воды.

Возможность снижения содержания растворенного кислорода в питательной воде с помощью гидразина ограничена пределом 10 мкг/л [7, 8]. Многочисленные теплохимические испытания энергоблоков на Троицкой, Конаковской, Литовской, Каширской ГРЭС и других электростанциях показали, что снизить концентрацию кислорода в питательной воде ниже 10 мкг/л невозможно даже при увеличении избытка гидразина до 500 мкг/л [7].

Наблюдения зарубежных исследователей также свидетельствуют о том, что при налаженной работе термических деаэраторов, обеспечивающих содержание кислорода в питательной воде за

ними не выше 10 мкг/л, восстанавливающее действие гидразина на кислород практически отсутствует [9].

В [6] отмечено, что эффективность гидразинной обработки следует оценивать по индикаторам коррозии, устанавливаемым в тракте питательной воды (скорость коррозии не должна превышать $0,001 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$) и что необходимость в гидразинной обработке возникает при содержании кислорода в деаэрированной воде более 0,03 мг/кг [6].

Ввод гидразина в питательную воду котлов тепловых электростанций в настоящее время регламентируется [13]: п. 4.8.10: “На котлах давлением до 70 кгс/см² (7 МПа) при необходимости более глубокого удаления кислорода из питательной воды в дополнение к термической деаэрации можно проводить обработку питательной воды сульфитом натрия или гидразином.

На котлах давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и выше обработка конденсата или питательной воды должна производиться только гидразином, кроме котлов с кислородными водно-химическими режимами и котлов с отпуском пара на предприятия пищевой, микробиологической, фармацевтической и другой промышленности в случае запрета санитарных органов на наличие гидразина в паре”;

п. 4.8.21: “Качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять следующим нормам:

...содержание гидразина (при обработке воды гидразином) должно составлять от 20 до 60 мкг/дм³; в период пуска и останова котла допускается содержание гидразина до 3000 мкг/дм³.

Анализ содержания цитируемых пунктов ПТЭ позволяет сделать следующие выводы:

обработка питательной воды котлов с естественной циркуляцией гидразином не является обязательной. Ее можно применять при необходимости более глубокого удаления кислорода из питательной воды в дополнение к термической деаэрации. Очевидно, что при надежной работе деаэраторов питательной воды с остаточным содержанием 10 мкг/дм³ (10 мкг/л) такая необходимость отсутствует, поскольку гидразин не может в этом случае уменьшить концентрацию кислорода в питательной воде;

второй абзац п. 4.8.10 ПТЭ, в котором говорится, что “на котлах давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и выше обработка конденсата или питательной воды должна производиться только гидразином”, не опровергает сформулированного ранее утверждения, поскольку слова “должна производиться только гидразином” касаются лишь запрета применения сульфита натрия на котлах высокого давления. Иначе говоря, при необходимости дополнения термической деаэрации химическим обескислороживанием, например, при остаточном содержании кислорода после деаэратора

20 – 30 мкг/л, должен применяться только гидразин, а сульфит натрия неприменим;

более того, при отпуске пара на предприятия пищевой и аналогичных отраслей промышленности гидразинную обработку применять нельзя (обратим внимание, что ПТЭ не требуют при отказе от гидразинной обработки осуществления каких-либо других мероприятий для компенсации ее отсутствия);

норматив п. 4.8.21 по содержанию гидразина в питательной воде является обязательным только при применении гидразинной обработки. При отсутствии необходимости в ней учет этого норматива не требуется.

Приведенный анализ п. 4.8.10 ПТЭ свидетельствует о том, что ПТЭ не обязывает, а только разрешает применять гидразин при необходимости дополнения термической деаэрации питательной воды химическим обескислороживанием.

В то же время на многих ТЭЦ исторически сложилась многолетняя практика применения гидразина для обработки питательной воды котлов с естественной циркуляцией (без какого-либо анализа потребности в такой обработке). У части персонала сформировалось мнение, что гидразинная обработка является обязательной при эксплуатации любых котлов высокого давления.

Наряду с этим на многих электростанциях с котлами на рабочее давление 140 кгс/см² гидразинная обработка питательной воды не применяется без какого-либо ущерба для надежности этих станций.

В течение многих лет котлы с естественной циркуляцией различных типов на давление 140 кгс/см² паропроизводительностью 420 – 500 т/ч эксплуатировались без гидразинной обработки питательной воды (в связи с отпуском пара на предприятия пищевой промышленности). К настоящему времени эти котлы работают без гидразина около 30 лет. За эти годы никогда не возникали проблемы, связанные с отсутствием гидразинной обработки питательной воды котлов. В частности, не наблюдалась повышенная интенсивность коррозии подогревателей высокого давления, экономайзеров котлов и тракта питательной воды от деаэраторов до котлов.

Отметим, что водно-химический режим питательного тракта ТЭЦ не был идеальным, допускались отдельные нарушения норм ПТЭ. Например, по присосам воздуха в конденсаторы турбин содержание кислорода в основном конденсате составляло в среднем 50 – 75 мкг/л. ТЭЦ имела определенные проблемы в связи со значительным отпуском пара на производство и существенной добавкой химически обессоленной воды в питательный тракт (до 30% расхода питательной воды).

В то же время остальные показатели водно-химического режима тракта питательной воды, влия-

ющие на ее коррозионную активность, поддерживались в пределах норм ПТЭ: электропроводимость Н-катионированной пробы питательной воды составляла $1,1 - 1,2 \text{ мкСм/см}$, содержание соединений железа поддерживалось на уровне $8 - 12 \text{ мкг/л}$, содержание кислорода в питательной воде за деаэраторами никогда не превышало 10 мкг/л .

Проведенное авторами статьи обследование показывает, что в настоящее время при деаэрации питательной воды в деаэраторах повышенного давления остаточное содержание кислорода в деаэрированной питательной воде в пределах 10 мкг/л надежно обеспечивается практически на всех отечественных ТЭЦ с котлами на 140 кгс/см^2 .

О возможности надежной работы котлов высокого давления без гидразинной обработки питательной воды свидетельствует успешный опыт Мосэнерго (по данным ВТИ в г. Москве восемь ТЭЦ работают без применения гидразина).

Отказ от применения гидразина как кондиционирующего реагента все чаще наблюдается и на зарубежных тепловых электростанциях, причем этот отказ имеет как экологические, так и технические причины. Так, в работе [14] приводится пример успешного перехода на безгидразинный режим ТЭЦ Южноафриканской системы Летабо с шестью крупными энергоблоками, оснащенными барабанными котлами с параметрами перегретого пара $17,32 \text{ МПа}, 540^\circ\text{C}$.

Таким образом, при надежном обеспечении после деаэраторов остаточного содержания кислорода не более 10 мкг/л можно без ущерба для надежности ТЭЦ отказаться от применения гидразина.

В то же время для поддержания надежности ТЭЦ на требуемом уровне все нормативные требования ПТЭ по водно-химическому режиму должны, безусловно, соблюдаться.

Особенно осторожно переход на безгидразинный режим обработки питательной воды следует выполнять на тех электростанциях, где обработка питательной воды гидразином велась длительное время и у персонала сформировалась своего рода привычка к его применению. На безгидразинный режим можно уверено переходить прежде всего на ТЭЦ с малым отпуском пара на производство и относительно небольшой величиной добавки хими-

чески или термически обессоленой воды в цикл питательной воды, т.е. на ТЭЦ с преимущественно отопительной нагрузкой, а также при достаточно высокой чистоте питательной воды (удельную электрическую проводимость Н-катионированной пробы желательно поддерживать не более $1,0 \text{ мкСм/см}$ при норме ПТЭ $1,5 \text{ мкСм/см}$).

При выполнении перечисленных требований и, прежде всего, главного из них – по содержанию кислорода после деаэраторов – отказ от гидразинной обработки питательной воды котлов не приводит к снижению надежности ТЭЦ, позволяет упростить технологию и снизить эксплуатационные затраты на производство пара, а также повысить экологическую безопасность эксплуатации котельного оборудования.

Список литературы

1. Zimmerman M. A. New Technique for Chemically Degassing Boiler Feedwater. – Mitteilungen der VGB, 1948, № 2 / 3.
2. Грищук И. К. Об условиях проведения теплохимических испытаний деаэрационных установок. – Теплоэнергетика, 1961, № 12.
3. Вихрев В. Ф., Шкроб М. С. Водоподготовка. М.: Энергия, 1973.
4. Акользин П. А., Михайлова Н. М. Применение гидразина на электростанциях. – Теплоэнергетика, 1965, № 10.
5. Акользин П. А. Руководящие указания по применению гидразина на теплоэнергетических установках электростанций. М.: Энергия, 1972.
6. Манькина Н. Н. Физико-химические процессы в пароводяном цикле электростанций. М.: Энергия, 1977.
7. Ком А. А., Деева З. В. Водно-химический режим мощных энергоблоков ТЭС. М.: Энергия, 1978.
8. Белоносова А. Ф. Водно-химические режимы тепловых электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Ribon C., Berge I. Magnetite deposit in boilers from iron in solution. – Proceeding of American Power Conference. Chicago, 1970.
10. Влияние диоксида углерода, аммиака и гидразина на коррозию стали в обессоленной воде при повышенных температурах / Зайчик Л. И., Нигматуллин Б. И., Першуков В. А., Иванова Н. В. – Теплоэнергетика, 1996, № 9.
11. Белан Ф. И. Водоподготовка. М., Энергия, 1979.
12. Гидразин. Гигиенические критерии состояния окружающей среды. Женева: Всемирная организация здравоохранения, 1991.
13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
14. Мартынова О. И. Конференция VGB “Химия на электростанциях – 1996”. – Теплоэнергетика, 1997, № 11.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Применение спиральных протекторов для защиты проводов ВЛ от усталостных повреждений

Никифоров Е. П., канд. техн. наук

ВНИИЭ

Сpirальные протекторы из стальных проволок, скрепленных по внутренней поверхности абразивным kleем, нашли широкое применение для защиты от повреждений в поддерживающих зажимах оптических волокон кабелей марки ОКСН и встроенных в грозотрос (ОКГТ).

Сpirальные проволоки по 2 – 5 шт. в пряди, преформированные с шагом 100 – 150 мм, наматываются на грозотрос, полностью перекрывая его поверхность на длине 2 – 2,5 м. Поддерживающий зажим располагается в середине протектора. Внутренний диаметр протектора приблизительно на 1 мм меньше диаметра ОКСН (или ОКГТ), что создает в результате силу трения на границе поверхностей ОКГТ – протектор. Наличие силы трения на границе поверхностей системы “ОКГТ – проволоки спирального протектора” должно создавать деформацию растяжения в проволоках протектора при растяжении ОКГТ, т.е. протектор должен воспринимать часть силы, растягивающей ОКГТ. Поскольку ОКГТ как механическая конструкция является аналогом провода марки АС, то при растяжении системы “провод марки АС – спиральный протектор” представляется возможным уменьшить растягивающую силу в проводе в месте установки протектора и поддерживающего зажима, чтобы повысить надежность при эксплуатации провода марки АС (или марки А).

Для количественной оценки распределения растягивающих сил в системе “спиральный протектор – провод марки АС – поддерживающий зажим” во ВНИИЭ выполнены испытания на растяжение в статическом режиме системы “провод АС 120/19 – спиральный протектор – поддерживающий зажим ПГН-5-3”. Спиральный протектор был навит при растягивающей силе в проводе 2 кН.

Протектор длиной 2,3 м состоит из 18 стальных проволок диаметром около 2,8 мм (суммарное сечение 110,8 мм^2) с шагом скрутки спирали 136 мм, направление свивки слева – вверх – направо, как и направление свивки наружного слоя алюминиевых проволок провода АС 120/19. Протектор был повторно использован после испытаний на растяжение до 27 кН оптического кабеля связи марки ОКСН.

На проводе АС 120/19 и на протекторе монтировались устройства для измерения удлинения Δl провода и в двух местах на протекторе с проводом на базовой длине l_0 . Для провода $l_0 = 1000$ мм, а

для комбинации протектор – провод $l_0 = 400$ мм. Удлинение Δl измерялось индикатором ИЧ-10 с точностью 0,01 мм. Результат измерений Δl выражался в относительных единицах $\varepsilon = \frac{\Delta l}{l}$. Точность измерений

$\frac{0,01}{1000} = 10^{-5}$ мм/мм; точность измерения удлинения комбинации протектор – провод – $\frac{0,01}{400} = 0,25 \cdot 10^{-4}$

мм/мм.

Растягивающая сила T , приложенная к проводу АС 120/19, измерялась динамометром ДПУ-2-2 с точностью 2%.

На [рис. 1](#) построены полученные зависимости $T = f(\varepsilon)$ для провода АС 120/19, $T = f_1(\varepsilon_{cp})$ и $T = f_2(\varepsilon_{cp})$ для комбинации провод – протектор при измерении Δl на протекторе в двух местах: для $f_1(\varepsilon_{cp})$ на расстоянии 15 – 415 мм от середины корпуса поддерживающего зажима, а для $f_2(\varepsilon_{cp})$ на расстоянии 15,0 – 415 мм от края протектора.

Как следует из полученных результатов ([рис. 1](#)), при одинаковой силе T , действующей и на провод в пролете, и на комбинацию протектор – провод, относительная деформация ε_{cp} на длине $l_0 = 400$ мм для комбинации протектор – провод существенно меньше, чем для провода вне протектора. Причем, зависимости $T = f_1(\varepsilon_{cp})$ и $T = f_2(\varepsilon_{cp})$, полученные на двух участках l_0 комбинации протектор – провод, существенно различаются между собой: по мере приближения l_0 к поддерживающему зажиму при равных T относительная деформация ε_{cp} уменьшается, т.е. ε_{cp} изменяется по длине протектора. Поэтому следует считать, что и в пределах l_0 относительная деформация в каждом сечении комбинации протектор – провод уменьшается по мере приближения сечения к поддерживающему зажиму. Следовательно, для комбинации протектор – провод измеренные значения ε_{cp} на длине l_0 протектора следует относить к середине l_0 . В дальнейшем относительные деформации, измеренные на комбинации протектор – провод, обозначены как ε_{1cp} (на расстоянии $l = 400$ мм от середины поддерживающего зажима) и ε_{2cp} (на расстоянии $l = 900$ мм от середины поддерживающего зажима).

По данным измерений ([рис. 1](#)) для испытанного провода АС 120/19 зависимость растягивающей

силы T , действующей на провод, от относительной деформации ε аппроксимируется экспоненциальной функцией

$$T = a_1 \exp b_1 \varepsilon, \quad (1)$$

где для данного провода АС 120/19 $a_1 = 1,89221$, $b_1 = 860,741$, коэффициент корреляции $r_1 = 0,98644$.

Уравнение (1) применимо как для провода в пролете, так и для части провода под протектором.

Для комбинации протектор – провод АС 120/19 зависимость среднего значения относительной деформации ε_{cp} (рис. 1) в середине l_0 от растягивающей силы T по данным измерений аппроксимируется следующим выражением:

$$\varepsilon_{cp} = a_2 T + b_2. \quad (2)$$

Значения параметров в уравнении (2) при расстоянии от середины поддерживающего зажима $l_1 = 400$ мм и $l_2 = 900$ мм приведены далее (r_2 – коэффициент корреляции).

	$l_1 = 400$ мм	$l_2 = 900$ мм
a_2	$9,042 \cdot 10^{-5}$	$1,152 \cdot 10^{-4}$
b_2	$1,531 \cdot 10^{-5}$	$3,172 \cdot 10^{-4}$
r_2	0,99842	0,99705

При заданной растягивающей силе T , действующей и на комбинацию протектор – провод и на провод вне протектора, по уравнению (2) вычисляется ε_{1cp} в середине участка l_0 в сечении комбинации протектор – провод на расстоянии $l = 400$ мм от середины поддерживающего зажима. По полученному значению ε_{1cp} по уравнению (1) вычисляется сила T'_1 , действующая на провод в сечении комбинации протектор – провод на расстоянии $l = 400$ мм от середины поддерживающего зажима. Такие же расчеты выполнены при T , равном 10, 15 и 19 кН, для вычисления ε_{2cp} и T''_1 в сечении на расстоянии $l = 900$ мм от середины поддерживающего зажима (рис. 1).

По уравнению

$$T_2 = T - T_1 \quad (3)$$

вычисляется составляющая T_2 силы T , действующая в протекторе в рассматриваемом сечении комбинации протектор – провод (T'_2 – на расстоянии $l = 400$ и T''_2 – на расстоянии $l = 900$ мм от середины поддерживающего зажима).

В табл. 1 приведены результаты расчетов по уравнениям (1) – (3).

Как видно из данных табл. 1, значение силы T'_1 в проводе под протектором более чем в 2 раза меньше силы T вне протектора.

По данным табл. 1 получены зависимости $T_1 = f(l)$ и $T_2 = f(l)$ при данном значении растягивающей силы T . Зависимости $T_1 = f(l)$ для провода

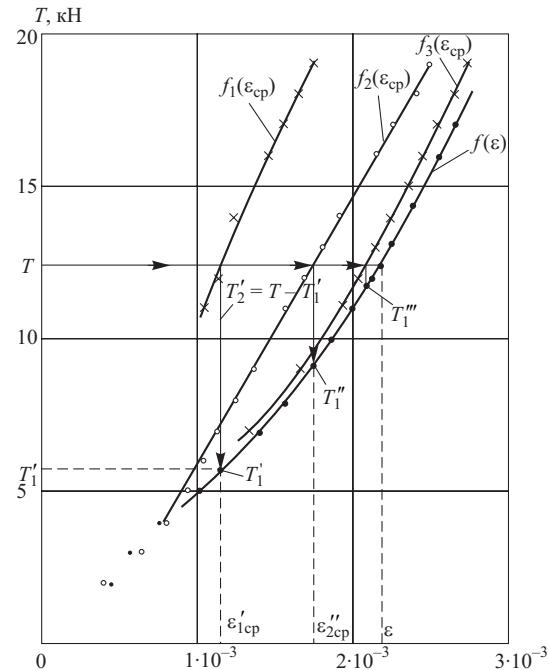


Рис. 1. График зависимости растягивающей силы от относительной деформации:

$f_1(\varepsilon_{cp})$ – для протектора на расстоянии $l = 400$ мм от середины поддерживающего зажима, по уравнению (2); $f_2(\varepsilon_{cp})$ – то же на расстоянии $l = 900$ мм от середины поддерживающего зажима, по уравнению (2); $f_3(\varepsilon_{cp})$ – в середине протектора без поддерживающего зажима; $f(\varepsilon)$ – для провода вне протектора, по уравнению (1)

под протектором при значениях T , равных 10, 15 и 19 кН, аппроксимированы уравнением

$$T_1 = a_4 \exp b_4 l, \quad (4)$$

Таблица 1
Составляющие сил, действующих
в проводе и протекторе

Параметр	Растягивающая сила T , кН			Расстояние l сечения от середины поддерживаю- щего зажима, мм
	10	15	19	
T'_1 – в проводе под про- тектором, кН	4,17	6,16	8,41	400
T'_2 – продольная соста- вляющая по оси провода в проволоках протекто- ра, кН	5,83	8,84	10,59	400
T''_1 – в проводе под про- тектором со стороны края протектора, кН	6,6	11,08	16,77	900
T''_2 – продольная соста- вляющая по оси провода в проволоках протекто- ра, кН	3,4	3,92	2,23	900
T_2 – на конце протекто- ра, кН	0	0	0	1100

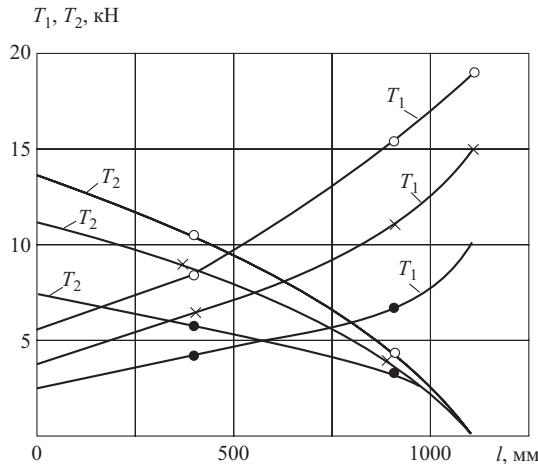


Рис. 2. Изменение составляющих сил T_1 [по уравнению (4)] и T_2 [по уравнению (5)] в зависимости от расстояния от середины поддерживаемого зажима ПГН-5-3:

○ – при $T = 19$ кН; × – при $T = 15$ кН; ● – при $T = 10$ кН

для которого значения параметров a_4 , b_4 приведены в табл. 2.

На рис. 2 построены зависимости $T_1 = f(l)$, вычисленные по уравнению (4) при T , равном 10, 15 и 19 кН.

Зависимость $T_2 = f(l)$ для спирального протектора аппроксимирована уравнением

$$T_2 = a_5 l^2 + b_5 l + C_5, \quad (5)$$

для которого значения параметров a_5 , b_5 и C_5 приведены в табл. 3.

На рис. 2 построены зависимости $T_2 = f(l)$ при T , равном 10, 15, 19 кН.

В уравнении (4) коэффициент $a_4 = T_1$ при $l = 0$, т.е. a_4 дает значение растягивающей силы в проводе в середине поддерживаемого зажима. Аналогично, в уравнении (5) коэффициент $C_5 = T_2$ при $l = 0$, т.е. дает значение продольной растягивающей силы T_2 в спиральном протекторе в середине поддерживаемого зажима.

Из данных табл. 2 при $l = 0$ получается для середины поддерживаемого зажима зависимость $a_4 = T_1 = f(T)$, а из данных табл. 3 получается зависимость $C_5 = T_2 = f(T)$. Зависимости $T_1 = f(T)$ и $T_2 = f(T)$ аппроксимированы линейным уравнением

$$T_{1,2} = a_6 T + b_6. \quad (6)$$

Параметры формулы (4)

Коэффициент	Растягивающая сила T , кН		
	10	15	19
a_4	2,51899	3,69909	5,28055
b_4	$1,185 \cdot 10^{-3}$	$1,249 \cdot 10^{-3}$	$1,168 \cdot 10^{-3}$
r_4	0,97723	0,99759	0,99985

Таблица 3

Параметры формулы (5)

Параметр	Растягивающая сила T , кН		
	10	15	19
a_5	$-5,38 \cdot 10^{-6}$	$-6,805 \cdot 10^{-6}$	$-4,98 \cdot 10^{-6}$
b_5	$-4,14 \cdot 10^{-4}$	$-2,458 \cdot 10^{-3}$	$-7,59 \cdot 10^{-3}$
C_5	7,3293	11,1986	13,9036

В табл. 4 приведены значения параметров a_6 и b_6 в уравнении (6) при использовании его для вычисления T_1 и T_2 (в килоньютонах) при $l = 0$ в середине поддерживаемого зажима.

Как следует из результатов анализа [уравнение (6) и данные табл. 4], для испытанного образца провода АС 120/19 значение растягивающей силы в проводе T_1 в середине поддерживаемого зажима составляет $0,27T$; в проволоках спирального протектора в середине поддерживаемого зажима $T_2 \approx 0,73T$.

При $T = 0,45T_R$ (T_R – прочность провода по ГОСТ), допускаемом ПУЭ при минимальной температуре, растягивающая сила T_1 в проводе в середине поддерживаемого зажима в относительных единицах составит $T_1:T_R \approx (0,27 \cdot 0,45T_R) : T_R \approx 0,127$ от прочности провода по ГОСТ. При среднегодовой температуре по ПУЭ растягивающая сила T в проводе не должна превышать $0,3T_R$. При этих условиях в середине поддерживаемого зажима под спиральным протектором $T_1 : T_R = (0,27 \cdot 0,3T_R) : T_R = 0,081$ от прочности провода по ГОСТ. Следует отметить, что при среднегодовой температуре и $T < 0,133T_R$ (по ПУЭ) не требуется защита от вибрации проводов марок АС и АЖ.

Приведенные результаты анализа распределения сил в комбинации протектор – провод в системе “провод АС 120/19 – спиральный протектор – поддерживающий зажим ПГН-5-3” показывают, что применение спирального протектора, смонтированного на проводе при $T \approx 2$ кН, при последующем увеличении T создает условия, при которых проволоки протектора воспринимают часть силы T таким образом, что растягивающая сила T_1 в проводе под протектором в середине поддерживаемого зажима составляет $0,27T$. За счет уменьше-

Таблица 4

Параметры формулы (6) для вычисления T_1 и T_2

Параметр	Вычисляемая сила	
	T_1	T_2
a_6	0,26989	0,73599
b_6	$-9,455 \cdot 10^{-2}$	$1,16 \cdot 10^{-2}$
r	0,9952	0,99984

Примечание. r – коэффициент корреляции.

ния растягивающей силы T_1 в проводе в зажиме обеспечивается полная защита провода от усталостных повреждений.

В спиральном протекторе составляющая растягивающей силы вдоль оси провода в середине поддерживающего зажима изменяется от нуля до 13,9 кН при изменении растягивающей силы в проводе ВЛ (в пролете) от 2 кН до 19 кН. Усилие в одной проволоке максимально может составлять $13,9 : 18 = 0,772$ кН, а напряжение $0,772 : 6,057 = 0,125$ кН/мм². Следовательно, и протектор является надежным элементом системы “протектор – провод – поддерживающий зажим” при воздействии на провод ВЛ стоячих волн вибрации.

Выполнены испытания на прочность системы “спиральный протектор – провод – поддерживающий зажим” при воздействии стоячих волн вибрации. Испытания проведены для провода АС 120/19, ОКГТ-01-6-30, ОКГТ-МТ-12. В табл. 5 приведены условия испытаний.

После испытаний явных повреждений проволок провода и ОКГТ не обнаружено.

Провод АС 120/19 в дальнейшем был испытан на растяжение при $0,45T_R = 18,6$ кН. Повреждений проволок не было. Из ОКГТ-01-6-30 и ОКГТ-МТ-12 были испытаны на разрыв проволоки на участке длиной ± 20 см от середины поддерживающего зажима ПГН-2-6.

Результаты испытаний ОКГТ-01-6-30:

стальные проволоки – $\sigma_{cp} = 169,8$ кгс/мм², коэффициент вариации 1,08%;

четыре проволоки из алюминиевого сплава – $\sigma_{cp} = 37,5$ кгс/мм².

Результаты испытаний ОКГТ-МТ-12:

стальные проволоки – $\sigma_{cp} = 167,3$ кгс/мм², коэффициент вариации 0,06%;

четыре проволоки из алюминиевого сплава – $\sigma_{cp} = 37,23$ кгс/мм².

Результаты проведенного анализа при условии монтажа протектора при растягивающей силе 2 – 3 кН позволяют рекомендовать отказаться от применения на ВЛ гасителей вибрации, что повысит надежность проводов ВЛ, поскольку в системе ВЛ уменьшится число не всегда надежных элементов.

Интенсивная вибрация провода при количестве циклов колебаний более 10^8 никогда не приводила к повреждению провода ВЛ вне зажимов. Поэтому собственно провод ВЛ вне поддерживающих зажимов абсолютно надежен при воздействии стоячих волн вибрации.

Проблемы возникают в пролетах, где есть соединители проводов.

По данным эксплуатации нередки случаи отказа ВЛ из-за усталостных повреждений проводов и тросов от вибрации в местах входа провода в соединитель (и овальный, и прессуемый). Такие повреждения проводов ВЛ происходят при наличии гасителей вибрации типа “Стокбридж”. По данным Северных электрических сетей ОАО Тюмень-

энерго за период с 1986 по 2000 г. имели место 63 обрыва провода и 18 обрывов троса на входе в соединитель. Усталостные повреждения проводов ВЛ на входе в соединитель могут быть обусловлены либо недостаточно эффективным поглощением энергии гасителями “Стокбридж”, либо тем, что масса соединителя во многих случаях исполняет роль точки отражения импульса энергии. Впоследствии возникают стоячие волны вибрации на участке провода между поддерживающим зажимом и соединителем. Как показали испытания на ВЛ, установка двух гасителей “Стокбридж” у поддерживающего зажима не обеспечивает эффективной защиты провода у соединителя от усталостных повреждений.

Имеются три способа предотвращения усталостных повреждений проводов и тросов ВЛ. Первый, широко применяемый при сооружении ВЛ, – установка специальных устройств возле соединителя (гасителей вибрации), поглощающих импульсы энергии, вносимой ветром. Второй способ – применение устройств, уменьшающих изгибные деформации провода до безопасных значений. Третий – уменьшение растягивающей силы при среднегодовой температуре до $T < 0,133T_R$.

Для предотвращения усталостных повреждений проводов в местах входа в соединитель более эффективен способ уменьшения изгибных деформаций провода до безопасных значений на входе в соединитель за счет увеличения жесткости системы “провод – соединитель”.

Наиболее простым способом повышения жесткости системы “провод – соединитель” для овального соединителя является плотная навивка на провод и соединитель двух стальных сердечников длиной по 3 – 4 м из провода марки АС, подвешенного на данной ВЛ. Такой вариант был реализован и испытан во ВНИИЭ при воздействии стоячих волн вибрации на систему “провод АС 120/19 – соединитель СОАС 120-3”.

Условия испытаний были следующие: растягивающая сила 10 кН (0,24 от прочности провода по ГОСТ), амплитуда колебаний в пучности полуволн 5 мм, соединитель в узле смежных полуволн длиной 2,2 и 2,96 м, частота колебаний 19,68 1/с.

Таблица 5

Условия испытаний

Параметр	АС 120/19	ОКГТ-01-6-30	ОКГТ-МТ-12
Растягивающая сила в долях T_R	0,24	0,25	0,25
Амплитуда колебаний в пучности полуволны, мм	5	6,2	7,3
Длина полуволны, м	2,67	5,4	3,96
Частота колебаний, 1/с	19,68	16,45	23,0
Циклы колебаний	10^8	10^8	10^8

После воздействия более 10^8 циклов колебаний провода явных усталостных повреждений проволок не обнаружено. В дальнейшем в статическом режиме растягивающая сила была увеличена до 18,6 кН (0,45 от прочности провода АС 120/19) и сохранялась 7 сут. Скрытых повреждений проволок не обнаружено.

С точки зрения механики, распределение сил в комбинации протектор – провод обусловлено зажатием и изгибом провода в поддерживающем зажиме. При проявлении растягивающей силы T в комбинации протектор – провод происходит деформация проволок протектора на участке Δl возле поддерживающего зажима, т.е. появляется растягивающая сила T_0 по оси проволоки протектора, направленная под углом α к оси провода.

Для испытанного протектора

$$\alpha = \arctg \frac{d_{\text{п}} + d_{\text{пп}}}{L} = 7,539^\circ,$$

где $d_{\text{п}} = 15,2$ мм – диаметр провода; $d_{\text{пп}} = 2,8$ мм – диаметр проволоки спирали; $L = 136$ мм – шаг скрутки спирали.

Вдоль оси провода составляющая T_{02} силы T_0

$$T_{02} = T_0 \cos \alpha.$$

Составляющая T'_{02} силы T_0 , перпендикулярная оси провода

$$T'_{02} = T_0 \sin \alpha.$$

Сила T'_{02} создает момент, закручивающий спираль протектора по часовой стрелке, что увеличивает силу сдавливания поверхностей проволок провода и спирали. В результате увеличивается сила трения поверхностей проволок провода и спирали, что при дальнейшем увеличении силы T на ΔT приводит к увеличению T_0 на ΔT_0 . В результате процесс закручивания спиральных проволок протектора распространяется в сторону конца протектора.

Выполнены испытания на растяжение системы “протектор – провод” без поддерживающего зажима, чтобы оценить влияние зажатия провода и изгиба провода в зажиме. После снятия зажима и выпрямления провода на участке комбинации протектор – провод, где стоял поддерживающий зажим, выполнены измерения деформации системы (при $l_0 = 400$ мм) при растяжении. Результаты приведены на [рис. 1](#) [зависимость $f_3(\sigma_{\text{cp}})$]. Результаты измерений показали, что среднее значение растягивающей силы в проволоках протектора $T_2 \approx 1$ кН

при изменении T в пределах 10 – 19 кН, а растягивающая сила в проводе $T'_1 = T - 1$ кН.

Реализация подвески на ВЛ системы “спиральный протектор – провод – поддерживающий зажим” более эффективна при изготовлении протекторов из проволок из немагнитной стали по ТУ 3-1303-27-91. В этом случае будут отсутствовать потери энергии на перемагничивание стали проволок протектора.

Выводы

1. Испытания на растяжение системы “спиральный протектор – провод АС 120/19 – поддерживающий зажим ПГН-5-3” показали, что монтаж спирального протектора на проводе ВЛ при растягивающей силе T в проводе, равной 2 – 3 кН, с последующим зажатием в поддерживающем зажиме, изгибе в зажиме и увеличении растягивающей силы T в проводе при подвеске к траверсе опоры ВЛ создает условия для увеличения растягивающей силы T_2 в проволоках спирального протектора. В результате в проводе под протектором растягивающая сила $T_1 = T - T_2$, т.е. меньше, чем сила в проводе вне протектора. Наименьшее значение растягивающей силы T_1 имеет место в середине поддерживающего зажима. При среднегодовой температуре, при растягивающей силе T , равной 0,3 от прочности провода, растягивающая сила T_1 в проводе под протектором в середине поддерживающего зажима составила 0,081 от прочности провода, что соответствует условиям, при которых не возникают усталостные повреждения проволок провода при вибрации.

2. Выполнены испытания на прочность при вибрации для системы “спиральный протектор – провод – поддерживающий зажим”. При условиях, приведенных в [табл. 5](#), после воздействия 10^8 циклов колебаний усталостных повреждений проволок не было.

3. Применение на ВЛ системы “спиральный протектор – провод – поддерживающий зажим” для уменьшения растягивающей силы в проводе в поддерживающем зажиме до безопасных значений позволяет рекомендовать отказаться от применения гасителей вибрации в пролетах, где нет соединителей проводов.

4. Для пролетов ВЛ, где есть соединители проводов, для уменьшения до безопасных значений изгибных деформаций в проволоках провода на входе в соединитель рекомендуется применять устройство из стальных сердечников провода марки АС, навитых на провод и соединитель.

5. Для предотвращения потерь энергии на перемагничивание стали проволок протектора рекомендуется изготавливать спирали протектора из немагнитной стальной проволоки по ТУ 3-1303-27-91.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Оптимизация параметров импульсного источника для питания электрофильтров

Щербаков А. В., Калинин В. Г., кандидаты техн. наук, Стученков В. М., инж.

ВЭИ им. В. И. Ленина

Для улучшения пылеочистки газов от твердых частиц требуются большие капитальные затраты для замены существующих электрофильтров (ЭФ) на новые с увеличенным числом полей. Значительно дешевле проведение модернизации источников питания при сохранении или незначительной модернизации самих ЭФ. Такой путь снижения уровня выбросов до требуемого уровня ПДВ экономически более выгоден.

Добавление импульсного питания к существующему униполярному позволяет существенно повысить степень пылеочистки ЭФ в широком диапазоне удельных сопротивлений зол [1, 2]. Это связано с тем, что при импульсном воздействии максимальное напряжение ионизации частиц пыли существенно повышается.

Как правило, ЭФ имеют весьма большую электрическую емкость (около 0,15 мкФ) и большую протяженность кабельных цепей высоковольтного питания. При формировании импульсного напряжения надо на этой емкости сформировать высоковольтный импульс. При формировании фронта и спада сравнительно короткого импульса микросекундной длительности требуются токи в сотни ампер.

Поэтому одной из основных проблем при выборе принципиальной схемы является выбор импульсного коммутатора, способного выдерживать большие амплитуды импульсных токов (до 1000 А при длительности импульса до 200 мкс), высокие напряжения до 35 кВ, частоту повторения до 400 Гц, и иметь долговечность не менее 8000 ч непрерывной работы.

Рассматривались варианты построения источника импульсного питания (ИИП) на вращающих-

ся разрядниках, управляемых вакуумных разрядниках, мощных электронно-лучевых вентилях и водородных тиратронах. Применение последних позволяет коммутировать экстремально большие токи при высоких напряжениях и оперативно изменять длительность и частоту повторения.

Создан полномасштабный макетный образец ИИП ЭФ и проведены его промышленные испытания. Прибор позволяет изменять амплитуду импульса от 5 до 20 кВ, частоту повторения от 50 до 400 Гц, длительность от 20 до 200 мкс, импульсный ток до 1000 А (при среднем токе до 400 мА). В процессе проведения экспериментальных исследований на реальном ЭФ осуществляется определение оптимальных электрических параметров ИИП и на основании этих исследований выдается техническое задание на дальнейшую оптимизацию электрической схемы ИИП.

Критерием оптимизации является минимальная длительность импульса, амплитуды и частоты повторения, при сохранении повышенной эффективности пылеочистки. Минимальные значения этих параметров снижают потребления электроэнергии источника питания, повышают электрический КПД его использования.

Параметры импульсов подбираются в процессе экспериментальной наработки по показаниям импульсного оптического пылемера (например, разработки НИЦ СЭ ВЭИ импульсного пылемера [3], работающего в инфракрасном диапазоне длин волн). Амплитуда выходного тока пылемера (измененная в миллиамперах) пропорциональна освещенности фотоприемника. Для контроля режима работы котла одновременно отслеживается запыленность контрольного газохода таким же вторым

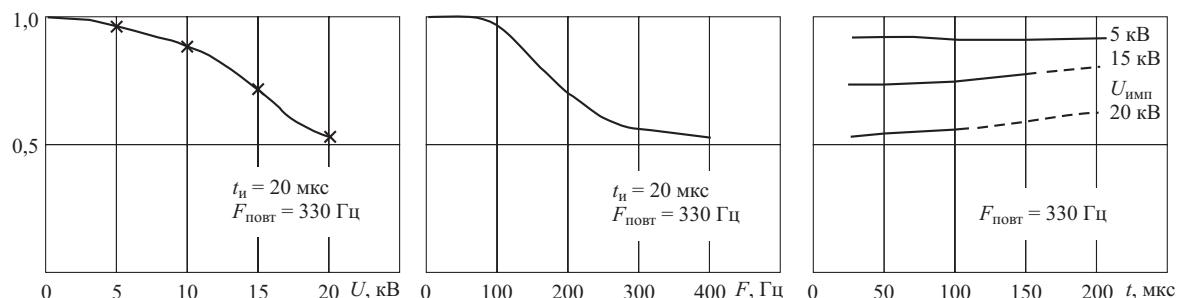


Рис. 1. Графики зависимости снижения уровня выходной запыленности от амплитуды импульсного напряжения на электрофильтре (а), частоты повторения импульсов (б) и длительности импульсов (в)

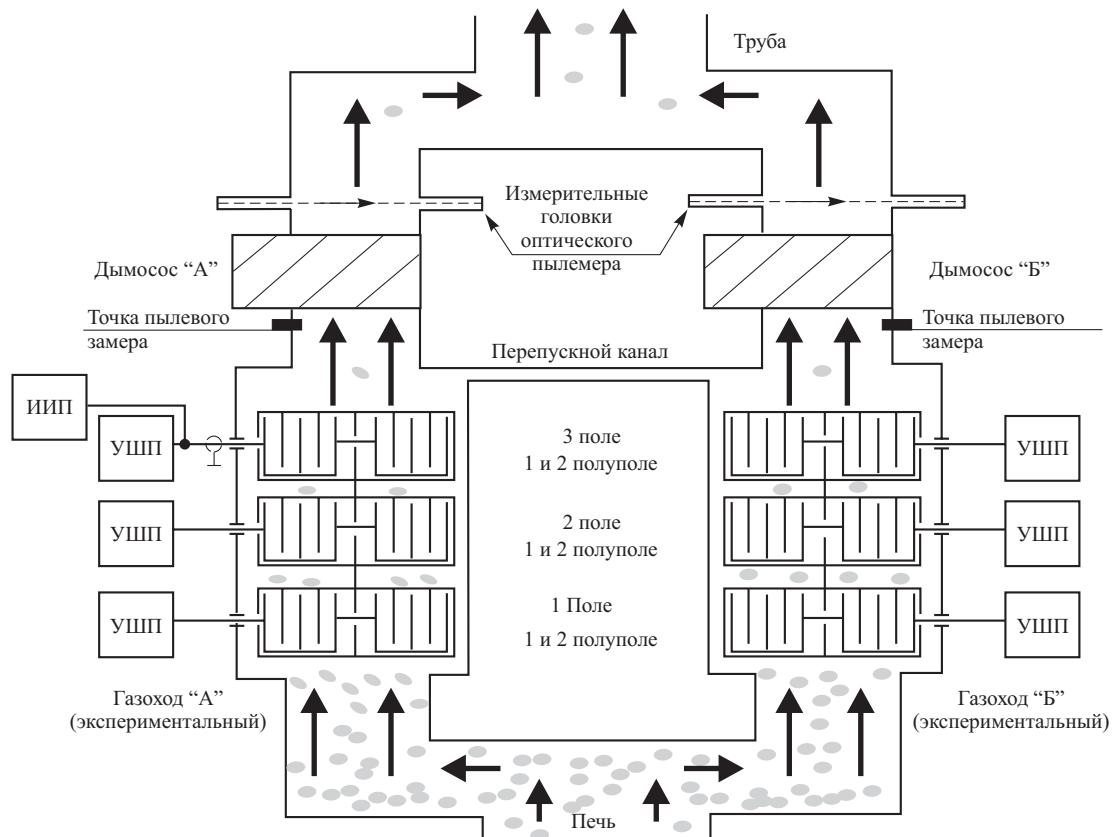


Рис. 2. Схема подключения источника импульсного питания к электрофильтру:

ИИП – импульсный источник питания; УШП – униполярное штатное питание; РК – радиочастотный кабель

пылемером. Стятся графики зависимости тока фотоприемника от электрического режима работы ИИП. На основании полученных графиков создается усредненный график в относительных единицах (рис. 1), по которому определяются оптимальные электрические параметры импульсов.

В процессе проведения исследований выяснилось, что уменьшение длительности импульсов не снижает эффективности пылеочистки. Минимально полученная длительность импульса 20 мкс. При увеличении частоты повторения импульсов от 50 до 330 Гц эффективность пылеочистки резко возрастает, а при дальнейшем увеличении от 330 до 400 Гц эффективность изменяется незначительно. Амплитуда напряжения величиной 20 кВ ограничивается средней мощностью источника при полученной частоте повторения и длительности импульсов. Поэтому имеет смысл при модернизации уменьшить длительность импульсов при сохранении амплитуды, что пропорционально снижает потребляемую мощность.

В результате исследования возможности совместной работы импульсного и униполярного штатного питания получены весьма обнадеживающие результаты. Уровень выходной запыленности понизился почти в 1,5 – 1,8 раза. Из показаний пылемера, записанных на ленте самописца, видно, что подключение импульсного источника в опти-

мальном режиме создает такой же положительный эффект, как и отключение последнего третьего поля на трехпольном ЭФ ЭГА-35-9-5-3 создает отрицательный. Дополнительно проведенные замеры классическим весовым способом в режиме импульсного напряжения 20 кВ при частоте повторения 330 Гц и длительности импульса 20 мкс, также показали существенное повышение степени пылеочистки (таблица). Схема подключения ИИП к ЭФ отражена на рис. 2.

В результате проведенного эксперимента выяснилось, что применение импульсного питания совместно с униполярным приводит к существенному повышению эффективности пылеочистки в 1,5 – 1,8 раза. Запыленность дымовых газов при униполярном питании составляет $0,541 - 0,435 \text{ г}/\text{м}^3$, а при униполярном, совмещенном с импульсным, – $0,298 - 0,278 \text{ г}/\text{м}^3$.

В результате проведенных испытаний выяснилось, что, чем меньше длительность импульса, тем выше электрическая экономичность при сохранении той же степени пылеочистки. Оптимальным режимом можно считать: минимальная длительность импульса 20 мкс, частота повторения 330 Гц, амплитуда 20 кВ.

Одной из основных особенностей успешного проведения эксперимента является длительная работа ЭФ в режиме малых уровней “подсветки”.

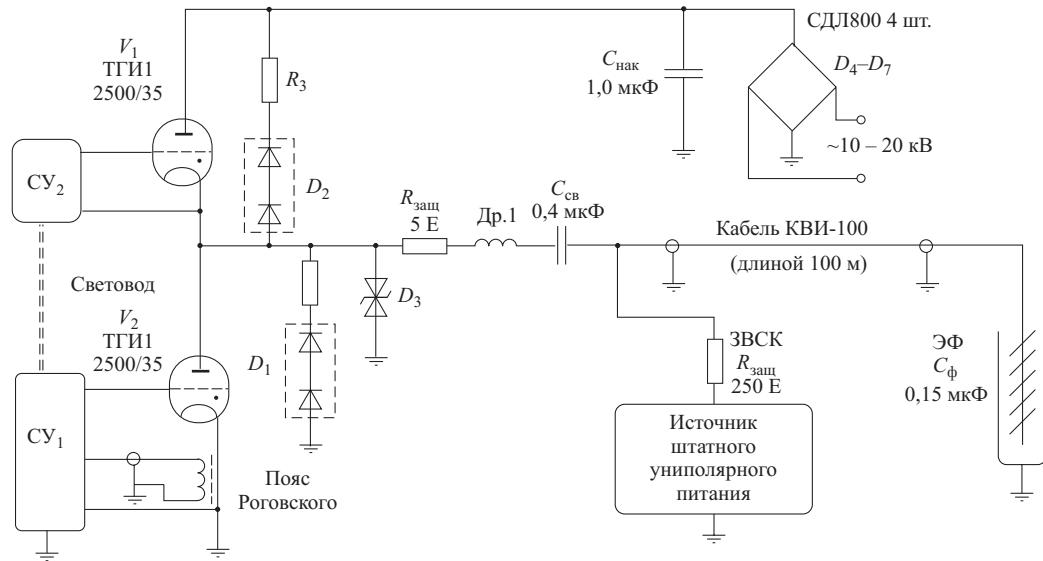


Рис. 3. Структурно-электрическая схема импульсного источника питания и его подключения к электрофильтру

Эффективность применения импульсного питания существенно снижается при работе на чистые или малозапыленные осадительные электроды, а также при очистке выходных газов, содержащих большой процент недожога (зола, имеющая сравнительно низкое значение удельного электрического сопротивления – УЭС).

Конструктивно полномасштабный макет ИИП смонтирован в штатном металлическом баке от униполярного источника питания типа АТФ-600 с масляным наполнением.

В разработанном макетном образце используются два высоковольтных водородных тиатрона типа ТГИ 2500/35, включенных последовательно. Режим работы источника задается от внешней СУ. Длительность выходных высоковольтных импульсов можно плавно изменять от 20 до 200 мкс, амплитуду от 2 до 20 кВ, частоту повторения от 50 до 400 Гц. Значение импульсного тока до 500 А. При исследованиях ИИП подключается к униполярному через конденсатор связи емкостью 0,4 мкФ на напряжение 100 кВ.

Предлагаемая схема ИИП с СУ положена в основу полномасштабного макета, с помощью которого удобно тестировать ЭФ, т.е. определять оптимальные параметры импульсов: длительность, амплитуду, частоту повторения для различных УЭС и состава пыли с целью получения наилучшей степени пылеочистки.

Принципиальная схема полномасштабного макета ИИП (рис. 3) представляет собой мощный импульсный модулятор, у которого фронт импульса формируется тиатроном V_2 , включенным параллельно ЭФ, а спад – V_1 , включенным последовательно с V_2 . Одновременно тиатрон V_2 восстанавливает напряжение на силовом конденсаторе связи $C_{\text{св}}$. Длительность импульса определяется

временем между включением первого и второго тиатронов.

Во время штатного пробоя ЭФ напряжение на $C_{\text{св}}$ равно сумме напряжений ИИП и штатного униполярного. В нашем случае при напряжении источника питания ИИП, равном 20 кВ, и напряжении униполярного источника, равном 40 кВ, в момент пробоя ЭФ к тиатрону $C_{\text{св}}$ должно приложиться напряжение 60 кВ. Выбранный тиатрон выдерживает только 35 кВ (по паспорту), поэтому для предотвращения броска высокого напряжения между анодом и катодом тиатрона $C_{\text{св}}$, формирующего спад, подключен рекуперационный диод D_2 , обеспечивающий подключение $C_{\text{св}}$ к накопительному конденсатору $C_{\text{нак}}$ высоковольтного выпрямителя ИИП. В этом случае амплитуда броска напряжения зависит от соотношения $C_{\text{св}}$ и $C_{\text{нак}}$. Чем больше емкость $C_{\text{нак}}$, тем меньше подброс напряжения на тиатроне V_2 . При анодном напряжении 20 кВ этот подброс не должен превышать 35 кВ. Для дополнительной защиты тиатрона используется варистор D_3 на напряжение 31–33 кВ и ток 300 А.

Управление высоковольтными тиатронами осуществляется от подмодуляторов, собранных по схеме импульсного усилителя на электронной лампе с разделительным импульсным трансформатором со схемой стробирования по цепи управляющего электрода.

№ опыта	Входная запыленность, г/м ³	Выходная запыленность, г/м ³	
		Только униполярное питание	Совместно униполярное и импульсное питание
1	15,47	0,541	0,317
2	15,39	0,349	0,298
3	15,29	0,435	0,334

Одной из особенностей силовой схемы является наличие управляющих электродов тиаратрона C_{cb} на высоком потенциале. Это потребовало разработки специальной СУ ИИП с автоматической дополнительной задержкой времени включения тиаратрона C_{cb} за счет системы обратной связи через токовый трансформатор (пояс Роговского). СУ₁ включает в себя: генератор тактовых импульсов, схему с автоматической регулировкой задержки запуска тиаратрона C_{cb} , усилитель импульсного сигнала светодиода. СУ₂ содержит импульсный фотоприемник, усилитель фотосигнала, усилитель импульсов запуска подмодулятора. Между собой СУ₁ и СУ₂ соединены высоковольтным световодом.

Выводы

1. Применение импульсного источника совместно с унипольярным при работе на одно (три) поле ЭФ приводит к повышению эффективности пылеочистки в 1,5 – 1,8 раза по сравнению с питанием этого поля только от унипольярного источника.

2. Для питания ЭФ разработана силовая электрическая схема ИИП с последовательно включенными импульсными водородными тиаратронами, а

также подмодулятор и следящая СУ. СУ с помощью пояса Роговского отслеживает режим работы основного тиаратрона, а также позволяет изменять длительность выходных импульсов отрицательной полярности от 20 до 200 мкс, при частоте повторения от 50 до 400 Гц и амплитуде до 20 кВ.

3. Оптимальные параметры импульсов, при которых получается максимальное улучшение степени пылеочистки, составляют: длительность 20 – 30 мкс, частота повторения 300 – 400 Гц, амплитуда не менее 20 кВ.

4. При получившемся оптимальном значении длительности высоковольтного импульса около 20 мкс целесообразно использовать наиболее экономичную резонансную схему ИИП, имеющую максимально возможный электрический КПД.

Список литературы

1. ENEL research on electrostatic technologies for pollutant emissions control. – Results and perspectives, 1995.
2. Perevodchikov V. I., Shapenko V. N., Mirzabekyan G. Z. Increasing the Efficiency of Electrostatic Dust Precipitation at Power Stations using the Alternating Polarity Power Supply. 5th International Conference on Electrostatic Precipitation. USA, Washington, 1993.
3. Калинин В. Г., Щербаков А. В. Оптический пылемер. – Журнал ПТЭ, 1990, № 1.

Компьютерная модель тепловизионных обследований электроустановок

Обложин В. А., инж.

ОАО Тулэнерго

Основные усилия в эксплуатации электрооборудования направляются на переход к системе технического обслуживания, сроки и объемы которого определяются состоянием оборудования. При использовании тепловизора для оценки технического состояния оборудования оно осматривается быстро – со скоростью визуального контроля, но решение, принимаемое при таком осмотре, особенно, когда оно требует материальных затрат для выполнения, должно быть тщательно обоснованным и представлять собой серьезный документ. Подготовка таких документов занимает больше времени, чем само тепловизионное обследование. Кроме того, для многих случаев отклонений пока нет четких предписаний, инструкций, алгоритмов для надежной оценки состояния оборудования по тепловой картине. К тому же затруднен контакт между энергосистемами по взаимному обмену результатами тепловизионных осмотров оборудования.

Далее показаны методы работы с тепловизором в Тулэнерго, позволяющие существенно ускорить принятие решений по восстановлению работоспособности оборудования по результатам тепловизионного обследования и довести решение до стадии выполнения, а также запоминать и накапливать опыт работы с тепловизором.

Графическая модель обслуживания оборудования по его состоянию с использованием тепловизора показана на [рис. 1](#). Это непрерывно повторяющийся цикл, в котором выделены шесть этапов. На первых трех этапах цикла производится выявление состояний оборудования с использованием тепловизора, на последних трех – восстановление работоспособности оборудования:

- 1) организация выездов на подстанции, электростанции;
- 2) документирование результатов обследований;

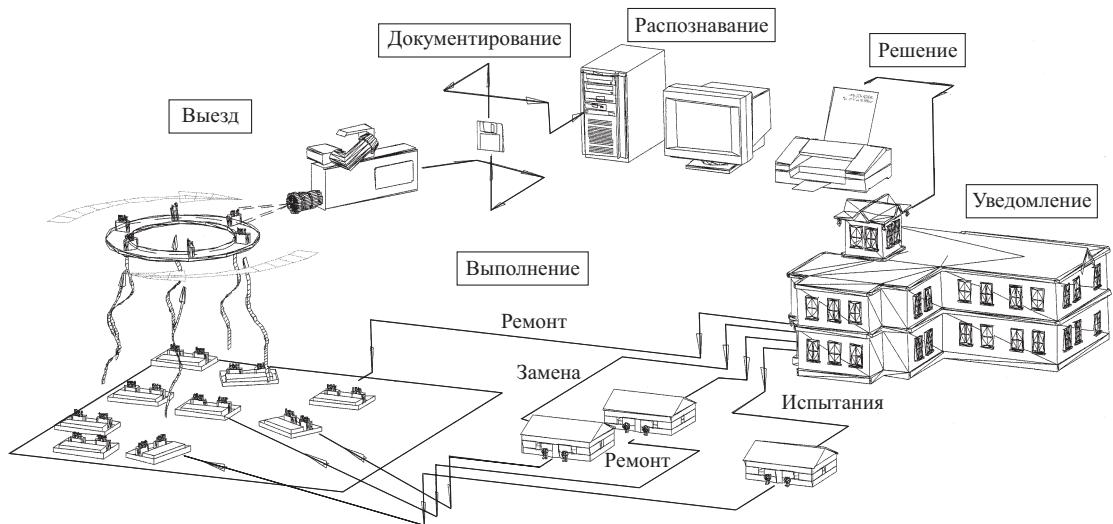


Рис. 1. Этапы графической модели обслуживания оборудования по его состоянию с использованием тепловизора

3) распознавание отклонений в состоянии оборудования по документам (термограммам и фотографиям);

4) формирование решения, содержащего рекомендации по восстановлению работоспособности оборудования и предельные сроки выполнения рекомендаций;

5) составление и отправка уведомления в ремонтные службы предприятий, обслуживающих оборудование;

6) выполнение рекомендаций в указанные в решении сроки.

Этапы от второго до пятого выполняются специалистом по тепловизионному контролю на рабочем месте, оснащенном компьютером. Программа, с которой работает специалист, – база данных ACCESS и приложение к ACCESS для ведения тепловизионных обследований, разработанное в ЦСГИ ОАО Тулэнерго.

Приложение состоит из таблиц хранения данных, из форм просмотра данных и из отчетов для печати уведомлений. Таблицы – это “черный ящик” для пользователей, внутренняя среда приложения. Этапы обслуживания оборудования по его состоянию, определенному тепловизором, представлены в приложении формами, через которые информация заносится в таблицы и извлекается из них.

Все шесть форм, которые нужно пройти в компьютерной части работы, показаны на рис. 2. Формы соответствуют этапам обслуживания оборудования графической модели обслуживания. Продвигаясь по формам как по этапам, можно получать информацию о каждом этапе, производить действия, пользуясь элементами управления форм для уточнения информации, поэтому формы представляют собой компьютерную модель всего об-

служивания оборудования с использованием тепловизора.

Первоначально, в 1995 г., когда был получен тепловизор THV-470, обработка термограмм производилась фирмой программой IRWIN 2.0, а обработанные термограммы представляли собой отчеты, которые направлялись предприятиям. Отчеты хранились в отдельных файлах, занимали много места, не могли быть сгруппированы по какому-либо критерию. Для связывания данных в единое целое нужно было научиться легко оперировать с термограммами, так же, как со словами в текстовом редакторе, увеличивать размеры термограмм, изменять палитры, изменять диапазоны температуры анализа одной-двумя командами.

База данных ACCESS содержит встроенный язык программирования Visual BASIC, на котором были написаны процедуры занесения файлов термограмм в поля таблиц, процедуры преобразования файлов термограмм в изображения.

Затем по аналогии с термограммами в поля таблицы стали заносить и файлы фотографий объектов.

В 1996 г. в ЦСГИ Тулэнерго поступил второй тепловизор TVS-110. Файлы термограмм этого тепловизора также записываются в поля таблицы базы данных.

Позднее добавлена возможность использовать в базе данных термограммы тепловизора ИРТИС-200. При необходимости просмотра термограмм из файлов термограмм извлекается температура точек, а затем по температурам точек создается изображение. Программа формирования изображения сама определяет тип тепловизора, которым получен файл термограммы, и производит соответствующую обработку файла. Специалист просматривает термограммы, не замечая, каким тепловизором они получены.

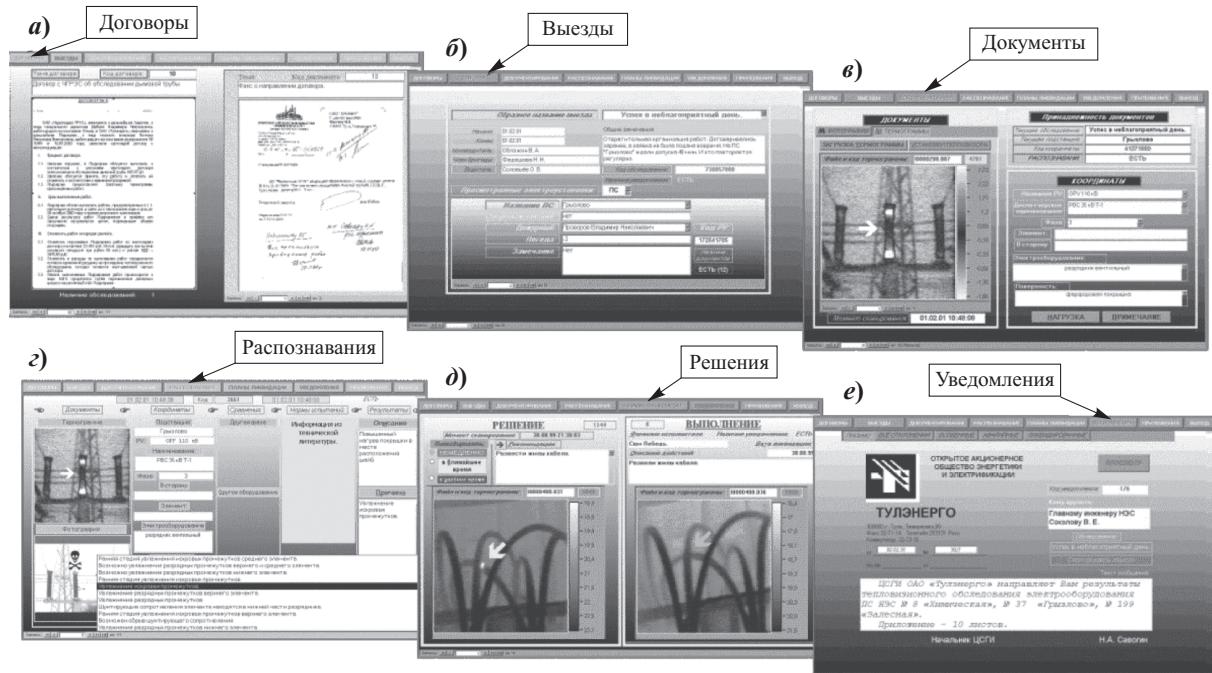


Рис. 2. Формы компьютерной модели этапов цикла непрерывных обследований оборудования:

a – договоры, планы; б – информация о выезде; в – документы и координаты отклонения; г – распознавание отклонения; д – разработка решения и информация о выполнении; е – формирование документов уведомления

Обследования производятся по планам на год, по внеочередным запросам, по договорам. Фиксирование документа, в соответствии с которым производится очередное обследование, производится на первой форме программы “ДОГОВОРЫ”. Выбранный или вновь внесенный документ оставляется в памяти компьютера, и вся дальнейшая работа связывается с этим договором.

Единицей измерения обследований является ВЫЕЗД. Работа начинается с планирования объектов выезда – это одна или несколько подстанций или электростанций. Затем следует обследование объектов этого выезда для выявления и занесения отклонений. После решения вопроса с транспортом подается заявка диспетчеру на выполнение работы по распоряжению.

По приезду на подстанцию или в распределительство электростанции производится допуск бригады тепловизионного контроля к работе по обследованию оборудования распределительства тепловизором. Допуск производится дежурным или сопровождающим лицом по распоряжению, в котором выдающим распоряжение определяется объем работ. Эта организационная часть как этап выявления состояний оборудования оформляется в форме программы под названием “ВЫЕЗДЫ”. В этой форме сохраняются фамилии производителя работ и члена бригады, фамилии водителя и сопровождающего, замечания по всему выезду. После осмотра подстанции, занимающего 1–2 ч, бригада переезжает на следующую подстанцию, если есть такая в плане ВЫЕЗДА.

После работы на выезде начинается следующий этап цикла – ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ обнаруженных отклонений. Действие этапа происходит на рабочем месте специалиста по тепловизионному контролю в форме “ДОКУМЕНТЫ” компьютерной модели обслуживания оборудования. В базу данных вносятся документы (термограммы и цифровые фотографии) и координаты отклонений (диспетчерское наименование оборудования, название части этого оборудования); заносятся также вспомогательные сведения (токовые нагрузки и примечания). Нагрузки нужны только для контактных соединений, если в них замечены отклонения, для пересчета перегрева к половине номинальной или к номинальной нагрузке.

Эти данные снабжаются в базе данных кодами, привязанными к коду соответствующего ВЫЕЗДА. К диспетчерским наименованиям оборудования, которое было помечено как неисправное, автоматически прибавляются связи с файлами термограмм и фотографий.

Диспетчерские наименования записанного на подстанции оборудования – это самые длинные записи, при занесении которых можно ошибиться, и тогда потребуется дополнительное время для поиска этого оборудования при ремонте. Для облегчения внесения диспетчерских наименований поле в форме “ДОКУМЕНТЫ” сделано в виде раскрывающегося списка, который формируется в момент обращения к нему путем извлечения из таблиц записей диспетчерских наименований, относящихся к данной подстанции. Если в списке есть

требуемое диспетчерское наименование оборудования, то оно вносится как координата обследованного оборудования одним щелчком мыши. Если нужного диспетчерского наименования нет в списке, то оно заносится в поле списка с клавиатуры, запоминается в списке для текущей подстанции и может быть выбрано щелчком мыши в следующий раз. Такой прием сокращает время документирования.

Далее для каждой записанной координаты выбираются название оборудования из списка категорий оборудования и название составной части этого оборудования. Список категорий оборудования – это список оборудования, приведенный в Нормах испытаний оборудования, важнейший элемент в записи, который автоматически сделает текущую запись видимой в запросах, вовлечет текущую запись в статистику. Составная часть оборудования – это деталь или сборочная единица, на поверхности которой мы наблюдаем нагрев.

После ДОКУМЕНТИРОВАНИЯ переходим на следующую стадию обследования – РАСПОЗНАВАНИЕ. В форме компьютерной модели, соответствующей этой стадии, все данные в компактном виде находятся перед нами. Можно вызвать нажатием кнопки отдельные абзацы технической литературы, относящейся к рассматриваемой категории оборудования. Можно вызвать и просмотреть все термограммы этой категории оборудования, которые есть в базе данных. На термограмме рассматриваемого оборудования можно найти точки перегрева и определить температуру в этих точках и тогда, если указаны нагрузки, в одном из полей формы автоматически будет показан перегрев при 50%-ной или 100%-ной нагрузке. Задача этапа РАСПОЗНАВАНИЕ заключается в том, что факт наличия отклонения, о котором следует информировать ремонтную службу предприятия, должен быть определен тремя составляющими:

описание отклонения – перегрев или отсутствие нормального нагрева (например, изолятора в гирлянде);

вероятная причина отклонения – недовключение, увлажнение, пробой, слабый контакт;

опасность – к каким последствиям приведет дальнейшая работа оборудования с таким отклонением: пробой изоляции, перекрытие между фазами.

Для облегчения формулирования составляющих отклонения в компьютерной модели обследований предлагается подсказка для каждой из составляющих в виде специальным образом обработанного списка всех формулировок, которые есть в базе данных для данной категории оборудования. В базе данных могут находиться тысячи записей, но для подсказки выбираются только те, в которых содержание поля “Категория” соответствует рассматриваемой категории оборудования и содержание поля “Часть” соответствует рассматриваемой

части оборудования, на которой обнаружен перегрев. Из списка можно выбрать нужную формулировку. Если же ни одна из предлагаемых формулировок не подходит для данного случая, то разрабатывается новая формулировка. По отношению к имеющемуся списку формулировок, представляющих собой накопленные знания, новая формулировка будет представлять новое знание.

Чтобы огромная работа не производилась процессором базы данных при каждом запросе списка формулировок, списки описаний, причин и опасностей сохраняются в отдельных таблицах. Семейство таких таблиц называется БАЗА ФОРМИРОВОК. В это семейство входят и таблицы со сканированным текстом Норм испытаний, учебников и журнальных статей. Абзацы текстов помечены кодами категорий оборудования, к которому относится содержание текста.

Следующий этап восстановления работоспособности оборудования – подготовка РЕШЕНИЯ. Решение относится уже к указаниям для ремонтников, поэтому его формирование выделено в отдельный этап в графической модели обследования оборудования. В компьютерной модели обследований – это отдельная форма. В решении указываются рекомендуемые действия для приведения оборудования в нормальное состояние, и предлагается срок выполнения рекомендаций.

Формулировки рекомендуемых действий для каждой категории оборудования также заносятся в обобщенном виде в базу формулировок и при формировании рекомендации всплывают в виде списка. Этот список при многолетнем пользовании базой формулировок корректируется как по результатам ремонта, так и по опросам мастеров служб подстанций. Рекомендации по приведению оборудования в нормальное состояние – это цель и итог тепловизионного обследования, наиболее читаемая часть уведомлений, посылаемых на предприятия.

Заключительный этап обработки материалов выезда – УВЕДОМЛЕНИЕ. Следующие действия выполняются базой данных автоматически:

формируется сопроводительное письмо с указанием названий и номеров обследованных подстанций;

формируется список обнаруженных отклонений с указанием места отклонения и решения, каждое из которых представляется описанием отклонения, вероятной причиной возникновения, опасностью для дальнейшей эксплуатации, рекомендациями по устранению и сроком выполнения. Данные в таблице группируются по названиям подстанций, сортируются по напряжениям распределительств подстанции.

Если в базе данных нет рассматриваемой подстанции, ее номера, фамилии главного инженера, которому направляется письмо, то в форме УВЕДОМЛЕНИЕ эти данные можно подставить вручную, но при формировании такого письма в то же

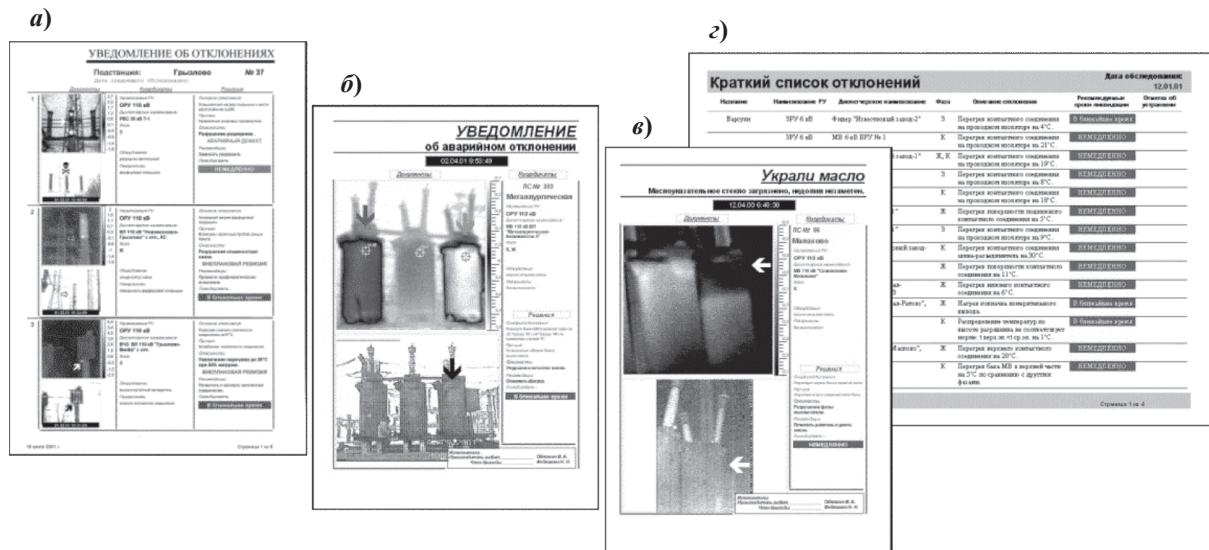


Рис. 3. Печатные документы, направляемые предприятиям после каждого выезда для устранения обнаруженных отклонений:

а – полный список отклонений; б – уведомление об аварийном отклонении; в – “особенное” отклонение; г – краткий список отклонений

место в следующий раз вмешательства специалиста не потребуется.

Некоторые отклонения выделяются в аварийные, некоторые – в “особенные”. Аварийное – это отклонение, которое нужно ликвидировать немедленно, а возникновение события, указанного как ОПАСНОСТЬ, повлечет особо неприятные последствия. “Особенное” – это просто интересное

отклонение, с точки зрения возможностей тепловизора, или это то, что не типично для технической эксплуатации: кража масла из бака выключателя 110 кВ, установленный “вверх ногами” разрядник.

Для контроля за проведением ремонта со стороны руководства ремонтной службы предприятия в состав уведомления входит и краткий список от-

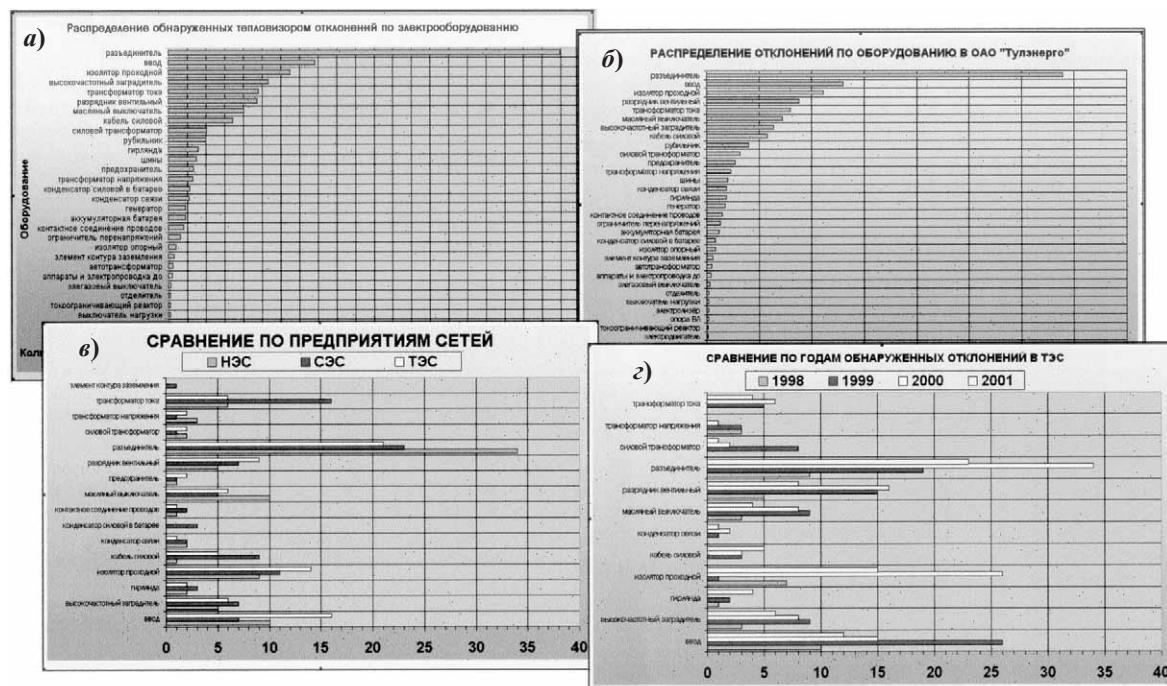


Рис. 4. Диаграммы распределения обнаруженных отклонений по типу оборудования:

а – для всех записей базы данных; б – для Тулэнерго; в – для сетевых предприятий Тулэнерго; г – для Тульских электрических сетей в разные годы

клонений, в котором указаны координаты оборудования, описание отклонения, опасность, рекомендации и срок выполнения. Дополнительно введена графа для отметки о ВЫПОЛНЕНИИ рекомендаций. Печатные документы, направляемые после каждого выезда предприятиям для устранения обнаруженных отклонений, показаны на [рис. 3](#).

При получении уведомлений на предприятиях делается следующее:

списки выявленных отклонений раздаются на участки по ремонту оборудования подстанций;

организуются работы по немедленному устраниению аварийных отклонений и планируется ремонт оборудования, в котором есть замечания. Оборудование, для которого нет замечаний, в ремонт не выводится.

Дополнительно к уведомлениям, направляемым для устранения отклонений, через большие промежутки времени можно просматривать статистику по обнаружению отклонений на предприятиях, участках, подстанциях, по которой можно определить категорию оборудования, где обнаруживается наибольшее число отклонений, и можно принимать решение об изменении принимаемых для ремонта этой категории оборудования методов. Примеры диаграмм, характеризующих работу предприятий с различными категориями оборудования, показаны на [рис. 4](#).

В настоящее время основные усилия разработчиков компьютерных программ направлены на

приспособление программ к работе в сетях. Такая возможность есть и в базе данных ACCESS. Для того, чтобы содержанием этой базы данных смогли воспользоваться пользователи сети Internet, нужно формы для работы с данными заменить на страницы доступа к данным. Тогда, если поместить таблицы и запросы базы данных на сервер, то через страницы доступа к данным пользователи сети Internet смогут пользоваться накопленными в Тулэнерго данными, а также вкладывать свои интересные сведения в базу данных для общего владения информацией.

Выходы

1. Ведение базы данных специалистами по тепловизионной диагностике позволит избежать рутинной работы по многократному переписыванию одних и тех же повторяющихся записей.

2. Группировка всего обследованного оборудования в базе данных по категориям оборудования позволяет одним действием вызвать все записи для рассматриваемой категории оборудования и оценить опасность отклонения с помощью просмотра всего опыта наблюдения рассматриваемой категории оборудования.

3. Возможность группировки записей в базе данных по любому параметру позволяет строить диаграммы, характеризующие работу предприятий по обслуживанию электрооборудования.

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ

Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профориентация руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)

Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, – скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20%, от 30 чел. – 10% при условии своевременной оплаты



кафедра «Ремонт и модернизация
энергооборудования»

повышает квалификацию специалистов по ремонту энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровнях с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

(095) 953-0525

кафедра «Эксплуатация электрических
станций и тепловых сетей»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

(095) 953-3871

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Интегрированная информационная система учета электроэнергии ВоГЭС им. Ленина

**Сидоров А. А., канд. техн. наук, Трешников А. А., Занин И. В., инженеры,
Романов А. А., канд. техн. наук, Игнатушин А. В., инж.**

НВФ “Сенсоры, модули, системы”, г. Самара – ВоГЭС им. В. И. Ленина

Одной из задач, решаемых в процессе построения АСУ ТП ВоГЭС им. В. И. Ленина, является автоматизация учета электроэнергии. Возникновение данной задачи было обусловлено требованием к повышению эффективности обработки зарегистрированного количества электроэнергии.

Для регистрации количества электроэнергии на ВоГЭС используются устройства сбора данных (УСД) типа “ТОК-С”. Зарегистрированная электроэнергия проверяется на полноту и достоверность путем расчета балансов электроэнергии по группам присоединений и электростанции в целом за произвольный период времени.

В случае отсутствия или недостоверности количества электроэнергии, зарегистрированной УСД, оно может быть восстановлено на основе данных альтернативных источников. В качестве альтернативных источников могут быть использованы оперативные документы по ведению режима, субъекты рынка, автоматизированные системы контроля параметров энергетических объектов и телемеханический оперативно-измерительный комплекс (ОИК).

Информационное обеспечение. Для учета электроэнергии используются технические средства, характеристики которых учитываются при расчетах допустимого небаланса. Поэтому была разработана информационная модель системы, которая объединила количество зарегистрированной электроэнергии в единую информационную среду с описаниями технических средств регистрации и точками учета электроэнергии.

Информационная модель содержит: описание и характеристики технических средств измерительных комплексов (ИК), используемых для регистрации электроэнергии (трансформаторы напряжения и тока, соединительные цепи, счетчики);

перечень и характеристики точек учета (под точкой учета понимается место регистрации электроэнергии с указанием вида и направления электроэнергии);

количество электроэнергии, зарегистрированное в точках учета.

Модель позволяет обеспечить автоматизированный учет выработки и перетоков электроэнер-

гии и решить задачи: учета и сопровождения технических средств измерительных комплексов; формирования паспорта-протокола измерительно-го комплекса; контроля достоверности количества зарегистрированной электроэнергии; коррекции количества зарегистрированной информации; формирования акта коррекции зарегистрированной электроэнергии; расчета допустимого небаланса ГЭС; расчета небаланса ГЭС; формирования акта о составлении баланса электроэнергии на электростанции; формирования выборок информации о перетоках электроэнергии для сторонних организаций.

Вся перечисленная информация хранится в БД информационной модели и представляет интерес как самостоятельный справочник.

Учитывая функциональную полноту базы данных, она получила статус единого источника информации для решения задачи учета электроэнергии и в дальнейшем именуется как база данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии – “БД АСКУЭ”.

На рисунке представлена ЕР-модель информационного обеспечения задачи учета электроэнергии.

Характеристики технических средств. Данная группа информации включает описания следующих технических средств регистрации электроэнергии:

Трансформаторы напряжения и тока: паспортные характеристики трансформаторов (тип, класс точности, коэффициент трансформации, допустимая нагрузка); характеристики установленных трансформаторов (место установки, идентификатор, заводской номер, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию, фактическая нагрузка).

Соединительные цепи: номер и тип кабеля, наименования сборок и шкафов; допустимое значение потерь напряжения от ТН до счетчика.

Вспомогательное оборудование: характеристики выключателей, предохранителей и регистратора событий.

Счетчики электроэнергии: паспортные характеристики счетчиков (тип, класс точности, вид энергии, напряжение, ток, разрядность счетного механизма); характеристики используемых счет-

чиков (заводской номер, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию, дата поверки, схема включения); информация об эксплуатации счетчиков: место установки счетчика; дата установки счетчика на присоединение; показания счетных механизмов счетчика на момент установки счетчика; дата снятия счетчика с присоединения; показания счетных механизмов счетчика на момент снятия счетчика; идентификация акта, на основании которого выполнена установка/снятие счетчика.

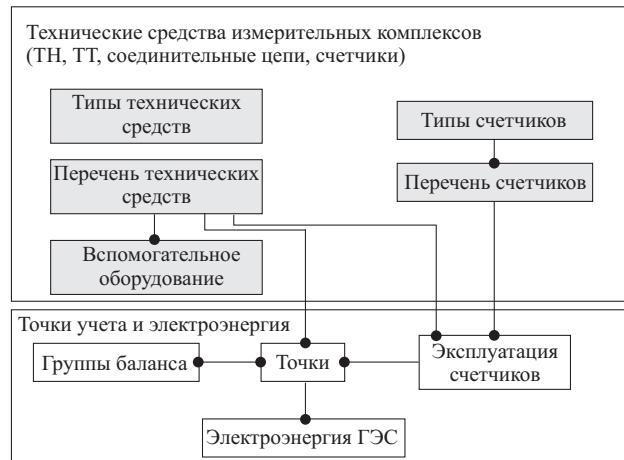
Точки учета. Для точек учета (ТУ) в БД содержится следующая информация: идентификация присоединения; вид энергии (активная/реактивная); вид учета (расчетный/технический); направление перетока электроэнергии (отдача/прием); группа баланса (указывается признак использования точки учета в расчете баланса какой-либо группы присоединений); первичный (основной) источник информации, на основании которого для точки учета регистрируется первичное количество электроэнергии; номер устройства “ТОК-С” и номер канала, используемые для точки учета; статья учета (используется для группирования точек учета по статьям учета, которые используются в акте о составлении баланса электроэнергии); потребитель (используется для группирования точек учета по потребителям внутри статей учета).

Электроэнергия ГЭС. Для каждого суток в БД содержится информация об электроэнергии, зарегистрированной УСД в точках учета по получасовым интервалам. Также указывается признак достоверности информации, выставляемый УСД, анализ которого позволяет сделать вывод о необходимости коррекции или ввода данных на основе альтернативных источников регистрации электроэнергии.

Функциональный состав и возможности программного обеспечения. Программное обеспечение системы выполнено в архитектуре клиент-сервер, с использованием СУБД Oracle 8i Standard Edition и Oracle Developer/2000.

Для удобства сопровождения и конфигурирования рабочих мест программное обеспечение задачи учета электроэнергии представлено двумя приложениями: “Измерительный комплекс” – приложение предназначено для сопровождения описаний ИК и идентификации точек регистрации электроэнергии; “Учет электроэнергии” – приложение предназначено для формирования и сопровождения учтенного количества электроэнергии.

Приложение “Измерительный комплекс”. Функционально приложение поддерживает: ввод/коррекцию и просмотр характеристик типов и конкретных ТН, ТТ и счетчиков, используемых в измерительных комплексах; расчет относительных погрешностей измерительных комплексов; регистрацию операции установки и снятия счетчиков и учет показаний их счетных механизмов; ввод/коррекцию и просмотр описаний точек учета



Информационное обеспечение задачи учета электроэнергии

регистрации электроэнергии; формирование описаний измерительных комплексов для каждой точки учета, т.е. отображение логической взаимосвязи: <Присоединение> – <Точка учета> – <ТН> – <ТТ> – <Соединительные цепи> – <Счетчик>; формирование, просмотр и печать документов: “Акт снятия/установки счетчика”, “Паспорт-протокол измерительного комплекса”.

Для функционирования приложения необходимо произвести первоначальное заполнение части базы данных АСКУЭ, отвечающей за хранение характеристик ИК, т.е. ввести описания точек учета электроэнергии, характеристики типов и конкретных ТН, ТТ и счетчиков, зарегистрировать операции установки счетчиков. Для поддержания базы данных в актуальном состоянии необходимо своевременно вносить в БД изменения конфигураций ИК, регистрировать операции снятия и установки счетчиков.

Приложение “Учет электроэнергии”. Функционально приложение поддерживает загрузку данных в БД АСКУЭ, контроль и сопровождение количества учтенной электроэнергии.

Загрузка данных может быть выполнена в двух вариантах:

автоматическая загрузка и контроль полноты данных УСД в “БД АСКУЭ”;

загрузка и контроль полноты данных УСД в “БД АСКУЭ” по требованию специалиста за указанный период времени в режиме замещения или добавления.

Процесс загрузки протоколируется, что обеспечивает возможность визуального контроля полноты загруженных данных для каждого суток.

В программе загрузки данных использован низкоуровневый доступ к БД (Oracle Call Interface), что обеспечило высокую скорость загрузки при минимальном использовании ресурсов сервера и рабочих станций.

Функциональная часть контроля и сопровождения количества учтенной электроэнергии обеспечивает:

учет режима работы обходных выключателей;
расчет допустимого небаланса на основе текущих характеристик ИК;

расчет балансов электроэнергии за отчетные сутки по группам присоединений и ГЭС в целом с учетом режима работы обходных выключателей и потерь электроэнергии (балансы групп отображаются либо в обобщенном виде – по суммарным показателям “отдача/прием”, либо в детальном виде, т.е. с указанием всех точек учета, входящих в группу баланса);

просмотр и коррекцию количества электроэнергии по получасовым интервалам. Для контроля откорректированных данных автоматически рассчитываются балансы по получасовым интервалам и за сутки;

формирование, просмотр и печать документов; “Акт коррекции учтенного количества электроэнергии”, “Акт о составлении баланса электроэнергии на электростанции”.

Корректная работа приложения обеспечивается поддержанием описаний точек учета и технических

средств регистрации электроэнергии в актуальном состоянии.

Вывод

Описанная интегрированная информационная система позволяет автоматизировать процесс учета электроэнергии на различных энергетических объектах, таких как ГЭС, ТЭС и везде, где каким-либо образом фиксируется количество электроэнергии. При этом повышается достоверность обрабатываемой информации и уменьшается трудоемкость учета электроэнергии. Повышение достоверности достигается за счет ведения протокола загрузки информации из УСД и за счет контроля балансов электроэнергии по любой группе присоединений за произвольный период времени. Уменьшение трудоемкости учета достигнуто за счет сокращения времени расчета балансов, наглядного их отображения на экранных формах оператора и отсутствия операций ручного ввода.

Также необходимо отметить, что за счет объединения зарегистрированного количества электроэнергии и средств ее учета в единую информационную среду расчет допустимого небаланса в описанной системе выполняется с учетом погрешности текущей конфигурации ИК.

ХРОНИКА

ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА-2002

С 14 по 17 мая 2002 г. в Выставочном комплексе ЛЕНЭКСПО (Санкт-Петербург) состоялась IX Международная специализированная выставка ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА-2002.

Организаторы выставки: ОАО ЛЕНЭКСПО и ВО “РЕСТЭК”. Выставка проводилась при поддержке Министерства энергетики РФ, Минатомэнерго РФ, Администрации Санкт-Петербурга, Международной энергетической академии.

Экспозиция выставки ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА-2002 подразделялась на следующие основные разделы: гидро-, тепло-, электроэнергетика; нетрадиционная энергетика; атомная энергетика; промышленная и коммунально-бытовая энергетика; котлы, турбины; средства передачи и распределения электрической и тепловой энергии; электрические машины, приборы; системы управления, приводы; приборы измерения, контроля; программное обеспечение; средства диагностики; энергосбережение; светотехника; радиационная безопасность и другие разделы.

Свою продукцию представили более 250 фирм из Армении, Беларуси, Германии, Польши, России, Украины, Финляндии, Эстонии.

Среди экспонентов большинство фирм принимают участие в данном проекте не первый раз. Среди них такие организации, как ЛЕНЭНЕРГО, ЛМЗ, ДнепроГородский завод низковольтной аппаратуры, “Эф-Си-Эс Автоматика”, Уралинвестэнерго, “Балтийский завод”, “Новая Эра” и др.

В выставке традиционно принимает участие ряд финских фирм. На стенде, организованном финской Ассоциацией внешней торговли, представлялись электротехническая продукция, системы передачи и распределения электроэнергии, энергосберегающие технологии.

Помимо постоянных участников интерес к выставке проявляют и новые фирмы. Свои достижения продемонстрировали компании: завод Сибкабел (Томск), “Михневский завод электроизделий” (п. Михнево, Московская обл.), завод Электропримитель (Саранск), “Бриз” (Москва) и др.

В рамках выставки был проведен “Круглый стол” на тему “Энергетическая безопасность регионов Российской Федерации”.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Восстановление электроснабжения потребителей Манхэттена

Файбисович Д. Л., инж.

Энергосетьпроект

В результате трагических событий 11 сентября разрушению подверглась система электроснабжения Манхэттена. В энергокомпании Нью-Йорка – Consolidated Edison (CE) вышли из работы две подстанции 138/33 кВ, одна из которых находилась в здании Торгового Центра. Помимо потребителей Торгового Центра, расположенных в здании, от этих ПС осуществлялось электроснабжение многочисленных потребителей нижней части Манхэттена.

Уже в день трагедии весь ремонтный персонал СЕ в количестве 1900 человек приступил к ремонтным и восстановительным работам. Ремонтные бригады работали в две смены по 12 ч. Они расчищали многочисленные завалы, копали траншеи, восстанавливали существующие кабели, прокладывали новые кабельные линии.

Основной задачей первого этапа восстановительных работ являлось в кратчайший срок ввести в работу 120 малых электростанций единичной мощностью 1,3 – 1,9 МВт. Следует отметить, что несмотря на заблаговременную подготовку персонала к ликвидации аварийных ситуаций, с такими масштабами повреждений персонал СЕ столкнулся впервые.

Хорошему результату работ, ведущихся на первом этапе в стрессовых условиях, способствовала их хорошая организация. Так, практически с первых дней был организован узел связи, который позволил ремонтным бригадам поддерживать оперативную связь со службами СЕ, штабом катастро-

фы, полицией, пожарниками. Уже к 1 октября СЕ восстановило электроснабжение 1000 зданий и всех 13 тыс. потребителей нижнего Манхэттена. В общей сложности ремонтные бригады в короткий срок проложили 58 км кабельных линий.

Наряду с восстановлением систем электроснабжения большой объем ремонтных работ был связан с восстановлением тепловых и газовых сетей. К 1 октября были восстановлены 80% всех систем газоснабжения и 70% тепловых сетей. Начаты работы и в следующие 7 – 8 мес СЕ намечает ввести в эксплуатацию ряд новых ПС. Отмечается, что при проведении ремонтных и восстановительных работ все службы СЕ работали слаженно и помогали друг другу, объединяя силы и ресурсы. Такое же отношение проявлялось со стороны различных фирм и компаний, поставляющих оборудование и материалы.

Охрана энергетических объектов от террористов. После событий 11 сентября в Нью-Йорке и Вашингтоне Правительство США потребовало от энергетических служб повышения надежности работы энергосистем и проведения мероприятий по защите энергообъектов и прежде всего АЭС, плотин ГЭС, а также ВЛ и ПС основной электрической сети. Указанные требования отнесены также к магистральным нефте- и газопроводам, общая протяженность которых составляет 643,7 тыс. км. Правительство отмечает, что указанные объекты могут быть приоритетными целями террористов. Проведение работ по защите энергообъектов потребует дополнительных затрат.

Transmission and Distribution, 2002, January

Паста ТЭП-300 – минимизация и стабилизация переходного сопротивления в болтовых соединениях электрических контактов

В условиях эксплуатации электрических контактов насущной необходимостью является сохранение низкого переходного электрического сопротивления на длительный срок. Применение защитных или герметизирующих смазок, таких, как циатим-221, технический вазелин, литол, не решает проблему из-за небольшого срока службы контактов и относительно высокого переходного сопротивления.

С 1995 г. на ряде промышленных производств применяется термостойкая электроконтактная паста ТЭП-300.

Паста ТЭП-300 представляет собой термостойкое электропроводное соединение мелкодисперсионной металлической фritы с органическими связующими. Рецептура смеси рассчитана на долговременную защиту местастыка электрических контактов в процессе эксплуатации от паразитарных физико-химических процессов, возникающих при работе электрических контактов. Применение этой пасты дает возможность минимизировать и стабилизировать переходное электрическое сопротивление на уровне 5 – 15 мкОм в широком диапазоне температур.

Диапазон рабочих температур контактных соединений с применением пасты ТЭП-300 установлен по результатам испытаний в режиме циклического нагревания:

Al – Al – от – 50°C до + 120°C;
Al – Cu – от – 50°C до + 180°C;
Al – Fe – от – 50°C до + 180°C;
Al – бронза – от – 50°C до + 180°C;
Cu – Cu – от – 50°C до + 300°C;
Cu – Fe – от – 50°C до + 250°C;
Cu – бронза – от – 50°C до + 250°C;
Cu – графит – от – 50°C до + 300°C.

При малоциклической загрузке температура контактов может быть увеличена на 10 – 15%. При необходимости соединения контактов, облуженных или со свинцом, изготовитель может модифицировать данную пасту для работы в следующих парах контактов: алюминий – облуженная медь, свинец – медь, сталь – облуженная медь, свинец – свинец.

Паста ТЭП-300 работоспособна независимо от рода тока, значений частоты и напряжения. Срок службы – не менее 5 лет (установлен по времени фактической наработки и будет корректироваться в сторону увеличения по факту). Расход на 1 м² контактной поверхности – 25 г. Паста легко счищается, тончайший слой пасты не полимеризуется на поверхности контактов.

Результаты длительных промышленных испытаний и практический опыт использования пасты ТЭП-300 для различных контактных соединений в электрических сетях постоянного и переменного тока как низкого, так и высокого напряжения (ОАО «Ависма», г. Березники, ОАО «СаАЗ», ОАО «БрАЗ», Красноярская железная дорога, ОАО «Транснефть», ОАО «КрамЗ», ОАО «Красэнерго», РАО «Норильский никель», ОАО «Новосибирский электродный завод» и др.) показали ее высокую эффективность для минимизации и стабилизации переходного электрического сопротивления (снижается не менее чем в 2 раза). Экономия электроэнергии по данным опытно-промышленной эксплуатации составляет не менее 200 000 кВт·ч в год при использовании 1 кг пасты ТЭП-300 (при круглогодичном режиме работы). Межремонтные сроки проведения ППР электрических контактов при этом увеличиваются как минимум в 2 раза. Срок окупаемости затрат – не более 1 месяца.

Производитель и поставщик пасты ТЭП-300 – ЗАО «Энергоцветмет»
Москва, ул. Гончарная, д.18, стр. 2.
Тел/факс 915-24-01; 915-05-87; 915-53-13
E-mail: ezm@online.ru

АИСТ – БАЗЫ ДАННЫХ ПО ПРОМЫШЛЕННОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

На информационном рынке России появился универсальный программный продукт, объединяющий сведения о промышленном оборудовании и инфраструктуре его поставок. Он весьма полезен службам главного инженера и главного энергетика, отделам маркетинга и службам снабжения.

Грамотно спроектированная база данных.

Система АИСТ представляет собой комплект из трех связанных гипертекстовыми ссылками баз данных: "Оборудование", "Адреса предприятий" и "Классификатор ОКП". В ней возможны следующие переходы между базами данных:

- Переход из карточки оборудования через код ОКП в базу данных "Классификатор ОКП".
- Переход из карточки оборудования через ссылки на разработчика, производителя и поставщика в базу данных адресов предприятий.
- Переход из карточки предприятия через список выпускаемого, поставляемого или разработанного оборудования в базу данных оборудования.
- Переход из карточки классификатора ОКП через список оборудования, относящегося к данной тематике, в базу данных оборудования.

Это дает возможность свободно перемещаться из одной базы в другую, не замечая переходов, и работать в них как в одной целостной системе.

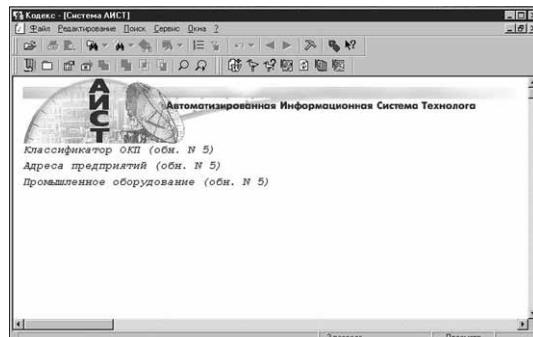
О главном.

Главным документом в системе АИСТ является карточка оборудования, содержащая все его основные параметры:

- общие данные (тип, ГОСТ, изготовитель и пр.);
- основные технические характеристики (напряжение, мощность, частота и пр.);
- габаритные характеристики (длина, ширина, масса и пр.).

Из карточки оборудования можно осуществить переходы во все остальные документы:

- паспорт оборудования, содержащий общее описание, условия эксплуатации, основные технические характеристики, габаритные чертежи и размеры и пр.;
- его сертификат;
- адресные карточки производителей, поставщиков и разработчиков оборудования, их прайс-листы и Общероссийский Классификатор Продукции (ОКП).



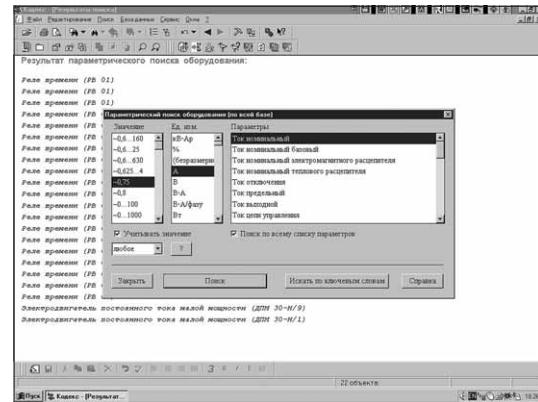
Немного статистики.

На сегодняшний день базы данных АИСТ содержат: более 36 000 карточек оборудования; свыше 4200 технических паспортов, а также сертификаты на продукцию; реквизиты 1000 предприятий; более 100 000 ссылок из карточек оборудования на карточки предприятий, 7150 рубрик ОКП. Базы данных системы постоянно пополняются. Сейчас скорость пополнения составляет 200 технических паспортов и свыше 2000 наименований оборудования в месяц.

В настоящий момент БД содержат следующие разделы:

- электротехническое и энергетическое оборудование, включая электрические машины (двигатели, генераторы и т.п.);
- кабельная продукция;

- автоматика (датчики, приборы регулирования техпроцессов и др.);
- насосы, котлы, трубопроводная арматура;
- вентиляционные системы и др.



Универсальность баз данных АИСТ.

АИСТ является универсальной базой данных, пригодной для занесения технических параметров любого оборудования. Обычно число полей для хранения параметров разного оборудования чрезвычайно велико (несколько тысяч). Для занесения различных параметров в АИСТ используются тройные универсальные поля. Любая информация оборудования представляет собой производное от трех основных классификаторов: классификатора "Параметры", содержащего список возможных параметров оборудования; классификатора "Значения", со списком возможных значений параметров, и классификатора "Единицы измерения", отображающего список возможных единиц измерения.

Это дает возможность использовать базу данных «Промышленное оборудование» для построения адаптированных под конкретное предприятие информационно-производственных систем, в которые могут заноситься любые необходимые данные.

АИСТ и «Кодекс».

Отметим, что любая база данных (БД) состоит из собственно данных и оболочки – системы управления базами данных (СУБД). СУБД АИСТ отвечает таким требованиям, как: удобный, развитый интерфейс; совместимость со стандартными средствами Windows и MS Office; наличие мощных поисковых механизмов. Такими свойствами обладают программы семейства «Кодекс», в формате которых и реализована система АИСТ.

Универсальный характер баз данных комплекта АИСТ, продвинутая система поиска информации, хорошая совместимость «Кодекс-са» с внешними приложениями позволяют за короткое время создавать индивидуальные базы данных любого конкретного предприятия. Подобные базы данных могут использоваться в коммерческих целях, в целях обучения сотрудников использованию сложного технологического оборудования, а также в качестве архива документов по контролю над действующим оборудованием.

Эффективное решение.

Наличие в свободной продаже программного комплекса «Кодекс-Мастер» позволяет предприятию, получив готовые базы данных, вести их в дальнейшем самостоятельно. Кроме того, при наличии у предприятия программного комплекса «Кодекс-Internet/Intranet» всю необходимую информацию о продукции становится возможным выставить в сети Internet без дополнительных затрат на создание web-узла.

Службы снабжения, главного инженера, главного энергетика и отделы маркетинга могут с успехом использовать ее в своей работе.

ООО «ГипроЭнергоПром»

Россия, 630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 57, комн. 714А

Тел. (3832) 46-31-65, факс (3832) 46-55-76

E-mail: oit@sibproject.ru

Internet: aist.sibproject.ru



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

У ВАС ЕСТЬ ПРОБЛЕМЫ ПО ХРАНЕНИЮ И ПЕРЕРАБОТКЕ ЗОЛО- ШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ (ЗШО) ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ?

РУКОВОДИТЕЛИ И СПЕЦИАЛИСТЫ ТЭС!

ВТИ – Ваш партнер в решении этих проблем!

ВТИ – ведущая организация по решению проблемы утилизации ЗШО ТЭС.

Получение из ЗШО ТЭС высококачественных материалов для народного хозяйства – одно из направлений деятельности ВТИ в выполнении целевой комплексной программы энерго- и ресурсо-сбережения и охраны окружающей среды.

ВТИ ИМЕЕТ собственную научно-исследовательскую базу и опытное производство.

ВТИ ПРЕДЛАГАЕТ:

- изучение физико-химических свойств золы и шлаков, их классификацию и испытание;
- сертификацию ЗШО ТЭС;
- внедрение технологий отбора и утилизации ЗШО ТЭС;
- маркетинг и разработку бизнес-планов на производство товаров народного потребления;
- поиск потенциальных потребителей ЗШО в районе расположения ТЭС;
- организацию производств по переработке ЗШО ТЭС;
- разработку рекомендаций и технологических регламентов по использованию ЗШО;
- проектирование предприятий и технологического оборудования для переработки ЗШО;
- изготовление и поставку технологического оборудования или его отдельных частей для производства продукции на основе ЗШО;
- комплектацию строящихся и существующих объектов технологическим оборудованием и другими видами материально-технических ресурсов;
- шеф-монтажные работы;
- организацию пусконаладочных работ при создании производств по выпуску продукции из ЗШО.

ВТИ КОНСУЛЬТИРУЕТ:

- по направлениям использования ЗШО с выездом на место;
- по научно-технической документации на строительство мини- заводов по переработке ЗШО ТЭС;
- строительно-монтажные и пусконаладочные работы на предприятиях по переработке ЗШО с выездом на место.

ВТИ ОБЕСПЕЧИВАЕТ высокий научный уровень разработок и реализацию их в производстве – за нами многолетний опыт!

МЫ ГАРАНТИРУЕМ НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ВЫСОКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТУЮ КОНЕЧНУЮ ПРОДУКЦИЮ!

По всем вопросам обращаться по адресу:

115280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Лаборатория топлив и масел, сектор использования ЗШО ТЭС

Телефон: 111634 “Корсар”

Телефакс: 275-59-24, 275-11-22

Телефон: 275-50-77 Тумановский Анатолий Григорьевич, заместитель директора,

275-00-23, доб. 22-66 Цельковский Юрий Константинович, заведующий сектором

Уважаемые авторы журнала “Электрические станции”!

В соответствии с Законом РФ об авторских правах просим Вас сопровождать статью, направляемую для опубликования в журнал “Электрические станции”, следующей справкой.

Я, _____
автор (соавтор или от имени авторов) статьи _____

уведомлен об ответственности за использование в статье таких материалов, защищенных авторским правом, как цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

В связи с тем, что в 2002 г. издательство “Kluwer Academic / Plenum Publishers” (“КАРР”) начинает издавать новый журнал на английском языке “Power Technology and Engineering”, статьи для которого будут отбираться из журналов “Электрические станции” и “Гидротехническое строительство”, просим указать в справке следующее.

Я подтверждаю передачу прав издательству “КАРР” на перевод статьи на английский язык и опубликование в печатном и электронном виде названной статьи в журнале “Power Technology and Engineering”, а также распространение ее во всех странах мира в случае, если статья будет выбрана для печати в этом издании, и сообщаю, что такая передача указанных прав не нарушает авторских прав других лиц и организаций.

Подпись автора _____ « ____ » 200 ____ г.

Ф.И.О. _____

Адрес _____

Тел. _____ Факс _____

E-mail _____

В настоящее время редакция работает над электронной версией журнала «Электрические станции», которая будет распространяться по E-mail и на CD-дисках. Для разработки поисковой системы просим Вас сопровождать статью перечнем ключевых слов и короткой аннотацией.

Уважаемые читатели!

**Напоминаем, что настало время позаботиться о подписке на журнал
«Электрические станции» на II полугодие 2002 г.**

Оформить подписку Вы можете в любом отделении связи.

Сведения о подписке на журнал (индекс издания 71104) введены в Объединенный каталог «Пресса России». Том.1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Есть и еще один путь оформления подписки на наш журнал – непосредственно в редакции. Для этого необходимо направить в редакцию по адресу 115290, Москва, ул. Ленинская слобода, 23, или по факсу (095) 234-74-17, или по E-mail: tis@mail.magelan.ru гарантийное письмо-заявку с просьбой осуществить подписку на журнал и пересылку его по Вашему адресу с указанием платежных реквизитов и точного почтового адреса. Вам будет выставлен счет, после оплаты которого ежемесячно мы будем отправлять Вам журнал.

Подписаться на журнал можно с любого месяца.

Редакция

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), ВОЛКОВ Э.П., ДЕНИСОВ В.И., ЗОТОВ В.М., КОРНИЕНКО А.Г.,
КОЩЕЕВ Л.А., ЛОШАК С.Б., ЛЯШЕНКО В.С., НЕКЛЕПАЕВ Б.Н., НЕЧАЕВ В.В., ОБРАЗЦОВ С.В.,
ОРФЕЕВ В.М., ОХОТИН В.Н., ПРУШИНСКИЙ Б.Я., РЕМЕЗОВ А.Н., РЕШЕТОВ В.И.,
САВВАИТОВ Д.С., СЕДЛОВ А.С., СОЛОВЬЕВА Т.И., ФЕДОСЕЕВ Б.С., ШИРОКОВА М.И.

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора Соловьев Т.И.
Ответственный секретарь Широкова М.И.
Научный редактор Шишорина Г.Д.
Литературный редактор Евсеева В.Н.
Секретарь редакции Васина С.А.
Компьютерный набор Коновалова О.Ф.
Раздел “Энергохозяйство за рубежом”
Научные редакторы: Алексеев Б.А., Котлер В.Р.

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: редакции (095) 234-7417, 234-7419
275-0023, доб. 21-66
главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 30.04.2002. Подписано в печать 4.06.2002. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1960. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве “Фолиум”,
127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210
Internet: <http://www.folium.ru>, E-mail: folium@online.ru
Отпечатано в типографии издательства “Фолиум”