

НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

№ 8 август 2005 г.

НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Ежемесячный электронный журнал

№ 8 август 2005 г.

Редколлегия	Содержание	Стр
Главный редактор – Воронов В.Н., д.т.н. Первый заместитель главного редактора – Зорин В.М., д.т.н. Заместитель главного редактора – Громогласов А.А., д.т.н. Ответственный секретарь – Солякова А.В. Члены редколлегии: Васин В.П., д.т.н. Верещагин И.П., д.т.н. Жуков Ю.И., к.т.н. Загретдинов И.Ш. Лавыгин В.М., к.т.н. Львов М.Ю., к.т.н. Мисриханов М.Ш., д.т.н. Пильщиков А.П., к.т.н. Поваров О.А., д.т.н. Росляков П.В., д.т.н. Рыженков В.А., д.т.н. Седлов А.С., д.т.н. Соляков В.К., к.т.н. <i>Журнал зарегистрирован Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций, свидетельство о регистрации: Эл № 77-2655 от 17.04.2000.</i>	О подписке на журналы «Новое в российской электроэнергетике» и «Охрана труда за рубежом» на 2005 год Общие вопросы электроэнергетики Обобщение опыта защиты от атмосферной коррозии энергооборудования АЭС и ТЭС путем его консервации по ODA (ODACON)-технологии. Д.т.н. Г.А. Филиппов, д.т.н. А.Н. Кукушкин, Р.С. Балаян (ФГУП ВНИИАМ), к.т.н. В.М. Неуймин, А.А. Симановский (ОАО РАО «ЕЭС России»), Э. Чемпик (REICON GmbH, Германия), З. Калпакчиев (Энергопроект, Болгария), Х. Захариев («ХЗ-Консульт», Болгария), С. Генчева (ТЕЦ «Варна», Болгария) О современной границе областей экономически целесообразного применения электропередач 110 и 220 кВ. К.т.н С.Н. Ефентьев, к.т.н. Э.Н. Зуев (МЭИ-ТУ) В помощь производству О замене прямоточной схемы водоснабжения цехов топливоподдачи ТЭС на обратную. К.т.н. Г.В. Сакаш (ОАО «Красноярскэнерго»), Т.А. Сакаш (МУП «Красноярский горводоканал») Технология химической отмывки водогрейных котлов. А.В. Горбунов, В.Е. Серов (МЭИ-ТУ), М.О. Кутянин (ООО «АРИАН-МК») Надежность и точность измерений электропроводности и pH в системах мониторинга водного режима конденсатно-питательного тракта ТЭС и АЭС. Д.т.н. Б.М. Ларин, Е.В. Козюлина, к.т.н. Е.Н. Бушуев (Ивановский государственный энергетический университет)	3 6 15 27 34 38

ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА
на 2005 год на электронные журналы
«НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»
и «ОХРАНА ТРУДА ЗА РУБЕЖОМ»

Издательство «Энерго-пресс» продолжит в 2005 г. выпуск ежемесячных электронных журналов «Новое в российской электроэнергетике» и «Охрана труда за рубежом», получивших широкое признание на предприятиях и в организациях электроэнергетики.

Тематика журнала **«НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»**, выпускаемого с 1998 г. (номер госрегистрации ЭЛ № 77-2655), направлена на удовлетворение интересов широкого круга читателей: инженеров, техников и квалифицированных рабочих, занятых на предприятиях, так или иначе связанных с производством и передачей электрической энергии. Помещаемые в журнале статьи полезны также студентам, преподавателям и аспирантам, специализирующимся в области электро-, тепло- и гидроэнергетики.

Публикуемые в журнале материалы в основном относятся к трем рубрикам. Постоянная рубрика «Общие вопросы электроэнергетики» содержит статьи, характеризующие общее состояние отрасли и новые направления ее развития; освещает вопросы организации управления производством на энергопредприятиях, включая экономические, финансовые и другие аспекты, актуальные в сегодняшних условиях, когда российская электроэнергетика претерпевает реформы. Здесь же возможны и статьи о принципиально новых процессах и технологиях, повышающих эффективность производства или передачи электрической энергии.

Другая постоянная рубрика журнала – «В помощь производству» – содержит статьи, посвященные обмену передовым производственным опытом, новым законченными научными разработками теоретического и практического характера. Имея в виду финансовые трудности, с которыми энергетические предприятия сталкиваются сегодня, предпочтение отдается статьям, внедрение рекомендаций которых не требует серьезных затрат.

Статьи, помещаемые в рубрике «Охрана труда», освещают нормативную базу и опыт реализации соответствующих организационных мероприятий; практику использования новых технических и лечебно-профилактических средств, предназначенных для сохранения здоровья и работоспособности человека, защиты работающих от опасных производственных факторов; актуальные для электроэнергетики психофизиологические методы повышения надежности профессиональной деятельности и сохранения здоровья персонала. Отбор материалов для данной рубрики ориентирован на распространение передового опыта предприятий, достигших значительных успехов в деле сокращения производственного травматизма и профзаболеваемости.

В рамках данной тематики подписчикам журнала «Новое в российской электроэнергетике» также высылаются (в качестве бесплатных приложений к журналу):

- еженедельно – АНАЛИТИЧЕСКИЕ ОБЗОРЫ ТРАВМАТИЗМА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ за истекшую неделю;
- ежемесячно – МАТЕРИАЛЫ КОРПОРАТИВНЫХ СЕЛЕКТОРНЫХ СОВЕЩАНИЙ ПО ВОПРОСАМ ОХРАНЫ ТРУДА.

Развернутые аннотации статей, содержащихся в очередных выпусках журнала, ежемесячно публикуются в газете «Энерго-пресс» и размещаются в Интернете на сайте www.rao-ees.ru.

Распространение журнала производится среди организаций по платной годовой подписке. Объем каждого выпуска журнала составляет не менее трех учетно-издательских листов. Стоимость подписки на 2005 год (12 выпусков) – 25256 руб., включая НДС в сумме 2296 руб. Возможно также оформление подписки на комплект выпусков журнала за 2004 год (стоимость 12-ти номеров – 22990 руб., включая НДС 2090 руб.).

Издательство «Энерго-пресс» приглашает к участию в работе журнала «НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ» всех энергетиков, ученых и практиков, желающих поделиться своим опытом и достигнутыми результатами, чтобы облегчить труд своих коллег и повысить эффективность работы отрасли. Напоминаем, что Высшей аттестационной комиссией России данный журнал включен в число периодических изданий, публикация в которых учитывается в списке научных трудов согласно Положению о порядке присуждения научным и научно-педагогическим работникам ученых степеней и присвоения ученых званий (письмо ВАК России от 4.06.98 № 01-58-05/108).

За материалы, опубликованные в журнале, авторам выплачивается гонорар из расчета от 4000 руб. за печатный лист (1 печатный лист – это около 20 страниц машинописного текста, напечатанного через 1,5 интервала).

К рукописям статей, направляемых в Издательство для публикации в журнале, предъявляются требования, обычные для научно-технических журналов. Подробное их изложение можно получить по электронной почте, обратившись с запросом по адресу rpn@energo-press.ru. Решение об опубликовании материала (статьи) принимается с учетом его актуальности, новизны, соответствия профилю журнала и его направленности, охарактеризованной выше, и качества изложения – при получении положительного заключения от рецензента, назначенного Издательством. Издательство сохраняет за собой право редакционной правки текста, включая необходимые его сокращения.

Вместе с текстом статьи, предлагаемой для публикации в журнале, в редакцию необходимо направить «Представление» (его форму можно получить от Издательства по электронной почте или по факсу).

Журнал **«ОХРАНА ТРУДА ЗА РУБЕЖОМ»** (номер госрегистрации ЭЛ № 77-6177) выпускается с 2001 г. в развитие Решения Правления РАО «ЕЭС России от 12.03.01 по вопросу «О состоянии охраны труда в Холдинге и мерах по совершенствованию этой работы».

Для радикального снижения уровня травматизма, в том числе смертельного, на предприятиях электроэнергетической отрасли требуется находить новые, нетрадиционные решения, учитывая специфику производственных условий, менталитет работников предприятий, материально-финансовые возможности, ликвидировать отставание в разработке новой и переработке устаревшей нормативно-технической документации и т.д. Указанные решения могут дать требуемый результат только в том случае, если они базируются на широкой, современной информационно-интеллектуальной базе, включающей положительный мировой опыт в сфере охраны труда.

Электронное издание «ОХРАНА ТРУДА ЗАРУБЕЖОМ» обеспечивает руководителям, специалистам и другим работникам предприятий и организаций удобный доступ к зарубежной информации по охране труда. В нем публикуются материалы, посвященные:

- а) нормативным документам по охране труда ряда иностранных компаний,
- б) совершенствованию организации труда с целью сокращения рисков для работников, а также методикам оценки таких рисков,
- в) средствам индивидуальной защиты персонала, выполняющего работы на предприятиях различных отраслей промышленности,
- г) инструменту и приспособлениям, используемым при работе в опасных условиях,
- д) практике подготовки производственного персонала к проведению опасных работ,
- е) профилактике профессиональных заболеваний,
- ж) доврачебной помощи работникам, пострадавшим при несчастных случаях.

Распространение журнала производится среди организаций по платной годовой подписке.

В 2005 году объем каждого выпуска журнала будет увеличен по сравнению с предыдущими годами и составит не менее 2,5 учетно-издательских листов. Подписная плата при этом остается на прежнем уровне (с поправкой на годовой индекс инфляции).

Стоимость подписки на 2005 год (12 номеров) – 30360 руб., включая НДС в сумме 2760 руб. Возможно также оформление подписки на комплект выпусков журнала за 2004 год (стоимость 12-ти номеров – 27610 руб., включая НДС 2510 руб.).

РАССЫЛКА ПОДПИСЧИКАМ НОМЕРОВ ЖУРНАЛОВ «Новое в российской электроэнергетике» и «Охрана труда за рубежом» производится Издательством по электронной почте (на указанный подписчиком адрес) в формате *.pdf, позволяющем форматировать каждый номер как единый файл относительно небольшого размера (программу для просмотра и распечатки такого файла можно бесплатно взять в Интернете).

Чтобы подписаться на журналы (или один из них), организации необходимо прислать в адрес ООО «Информационное бюро «Энерго-пресс» письмо-заявку (по электронной почте либо по факсу), после чего организации-подписчику будут направлены счет и договор о подписке.

Следует иметь в виду, что заключение договора о подписке не дает право организации-подписчику размещать получаемые выпуски журналов на сайте в Интернете или осуществлять вторичную их пересылку (передачу) сторонним организациям (к таковым не относятся структурные подразделения организации-подписчика).

Заявку на подписку следует направлять по электронному адресу rpn@energo-press.ru и/или по факсу: (095)362-7387.

Издательство «Энерго-пресс»

Общие вопросы электроэнергетики

ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ЗАЩИТЫ ОТ АТМОСФЕРНОЙ КОРРОЗИИ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ АЭС И ТЭС ПУТЕМ ЕГО КОНСЕРВАЦИИ ПО ODA (ODACON)-ТЕХНОЛОГИИ

Д.т.н. Г.А. Филиппов, д.т.н. А.Н. Кукушкин, Р.С. Балаян (ФГУП «ВНИИАМ»),
к.т.н. В.М. Неуймин, А.А. Симановский (ОАО РАО «ЕЭС России»),
Э. Чемпик (REICON GmbH, Германия),
З. Калпакчиев (Энергопроект, Болгария),
Х. Захариев («ХЗ-Консулт», Болгария),
С. Генчева (ТЕЦ «Варна», Болгария)

Актуальной для электроэнергетики остается проблема борьбы с коррозией внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов пароводяного тракта атомных и тепловых электрических станций, происходящей как под воздействием рабочей среды в условиях эксплуатации, так и во время простоя оборудования под воздействием атмосферных условий.

Стояночная атмосферная коррозия протекает при наличии влаги, кислорода, углекислоты и других коррозионно-агрессивных веществ. Ущерб, связанный с атмосферной коррозией, представляет наибольшую опасность для энергетического оборудования и трубопроводов из-за образования местных повреждений металла: язв, трещин на поверхностях, испытывающих максимальные нагрузки. Средняя весовая скорость атмосферной коррозии аустенитной стали во влажной среде и при свободном доступе кислорода к поверхности конструкций оборудования составляет примерно $0,05 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$ при нормативе для энергетического оборудования электростанций $\sim 0,03 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$, что соответствует уменьшению толщины металла в среднем на $\sim 0,057 \text{ мм/год}$.

Одним из перспективных методов борьбы с атмосферной коррозией, нашедшем широкое применение в различных отраслях промышленности, является метод, связанный с применением контактных ингибиторов. Наиболее эффективными ингибиторами являются пленкообразующие амины, в частности октадециламин ODA – $\text{C}_{18}\text{H}_{37}\text{NH}_2$, коррозионно-защитное действие которых основано на создании на поверхности металла оборудования устойчивого адсорбционного слоя молекул ODA, предохраняющего его от воздействия кислорода, углекислого газа и других агрессивных веществ [1, 2, 3, 4].

Технология консервации, основанная на использовании ODA, длительное время разрабатывалась ведущими научными коллективами России (МЭИ, ФГУП «ВНИИАМ», ОАО «НПО ЦКТИ», ГНЦ «ЦНИИТМАШ») и Германии (фирма «REICON», Институт энергетики – Центр по рациональному использованию энергии, Институт изотопов, Институт материаловедения) в рамках межгосударственной научно-технической программы [1]. Проделанная авторским коллективом специалистов России работа отмечена Премией Совета Министров СССР.

Предлагаемый метод консервации энергетического оборудования характеризуется:

- ♦ надежной защитой внутренних поверхностей конструкционных материалов от протекания стояночной коррозии (коэффициент защиты достигает 70–90 %) в течение длительного промежутка времени (не менее 5–6 лет);
- ♦ возможностью проведения поузловой консервации оборудования энергетических блоков (котел, турбина, паропроводы, трубопроводы конденсатно-питательного тракта) или энергоблока в целом;
- ♦ сохранением коррозионно-защитного эффекта контактной поверхности при вскрытии оборудования, его опорожнении и под слоем воды;
- ♦ обеспечением частичного удаления отложений и продуктов коррозии с защищаемых поверхностей;

- ♦ отсутствием необходимости в специальной подготовке оборудования к пусковым операциям;
- ♦ осуществлением консервации оборудования энергетических блоков без существенных временных и трудовых затрат, а также расходов тепла и воды;
- ♦ экологической безопасностью применяемого реагента.

Консервации оборудования атомных электрических станций

Наиболее длительная консервация энергетического оборудования с использованием ODA-технологии была проведена на Армянской АЭС, где период простоя после экстренного останова энергоблока № 2 в связи с землетрясением составил более 5 лет, и четырех энергоблоков АЭС «Норд» (Германия), период простоя которых составляет уже более 10 лет.

Энергоблок № 2 Армянской АЭС после положительного заключения международной экспертизы был запущен в эксплуатацию и выведен на номинальную мощность в кратчайший срок [2].

Анализ состояния поверхности оборудования второго контура четырех энергоблоков АЭС «Норд» через 10 лет после вывода из эксплуатации свидетельствует о высоких (на уровне 70–80 %) коррозионно-защитных свойствах адсорбционной пленки ODA. В качестве примера на рис. 1 представлены фотографии поверхности трубопровода питательной воды энергоблока № 2 АЭС «Норд» через 10 лет после закрытия АЭС (перед закрытием была проведена консервация оборудования и трубопроводов второго контура с использованием ODA-технологии).

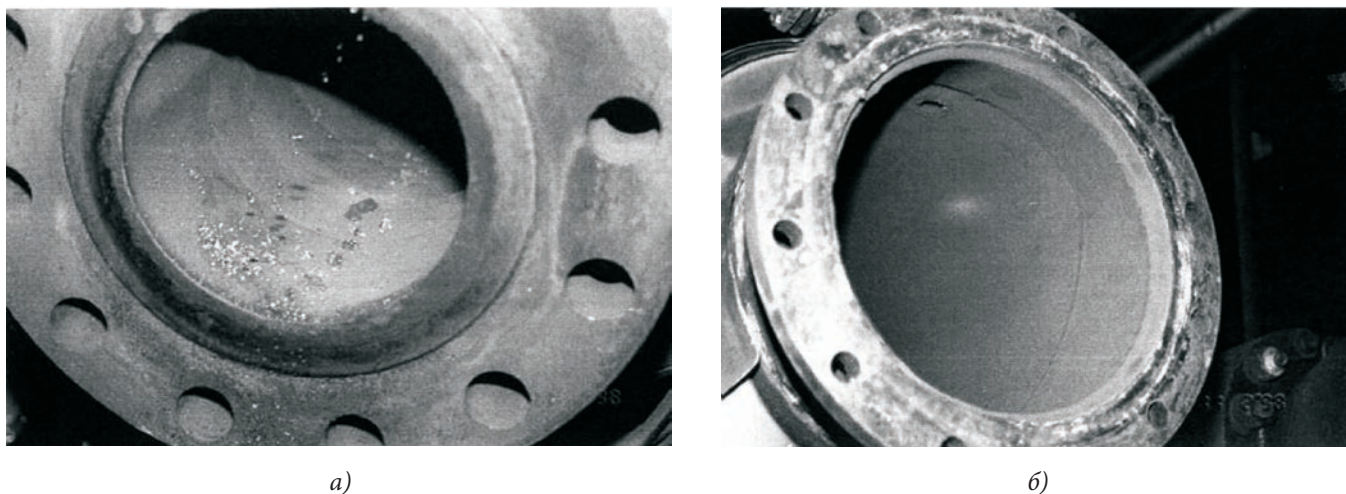


Рис. 1. Состояние поверхности трубопровода питательной воды энергоблока № 2 АЭС «Норд»
а – ярко выраженная гидрофобность поверхности; б – полностью отсутствуют следы стояночной коррозии

Консервация оборудования энергетических блоков по ODA-технологии проводилась также на Кольской, Балаковской, Нововоронежской АЭС (Россия), АЭС «Пакш» (Венгрия), АЭС «Козлодуй» (Болгария).

Уместно отметить, что ODA-технология чувствительна к качеству применяемого реагента. В качестве реагента должен использоваться материал высокой степени очистки. Осуществить проверку качества реагента возможно только силами специализированных организаций, обладающих современными средствами оценки качества поставляемого материала. Ошибка в выборе реагента и отсутствие входного контроля его качества привели, в частности, к негативным результатам при проведении консервации оборудования 2-го контура энергоблока № 1 Кольской АЭС и приостановке работ в данном направлении до устранения выявленных недостатков.

Фундаментальные исследования, проведенные специалистами России и Германии (ФГУП «ВНИИАМ», Кольская АЭС, Россия; фирма «REICON», «LEIMOS Wasserchemie GmbH»,

Германия) позволили усовершенствовать ранее разработанные технологии повышения надежности, экономичности и ресурса энергетического оборудования на основе использования пленкообразующих аминов (ODA).

В первую очередь это относится к разработке и внедрению технологии получения высококачественного технического реагента ODACON (ODA кондиционный) высокой степени очистки, содержание первичных аминов в котором составляет не менее 99,90 % при минимальном количестве примесей (йодное число – менее 0,5).

Свидетельством высокого качества технического реагента ODACON является практически полное совпадение его характеристик с суперчистым аналитическим ODA, что зафиксировано результатами инфракрасной спектроскопии (рис. 2), выполненной доктором Монике Аккерман (Университет г. Лейпциг, Германия).

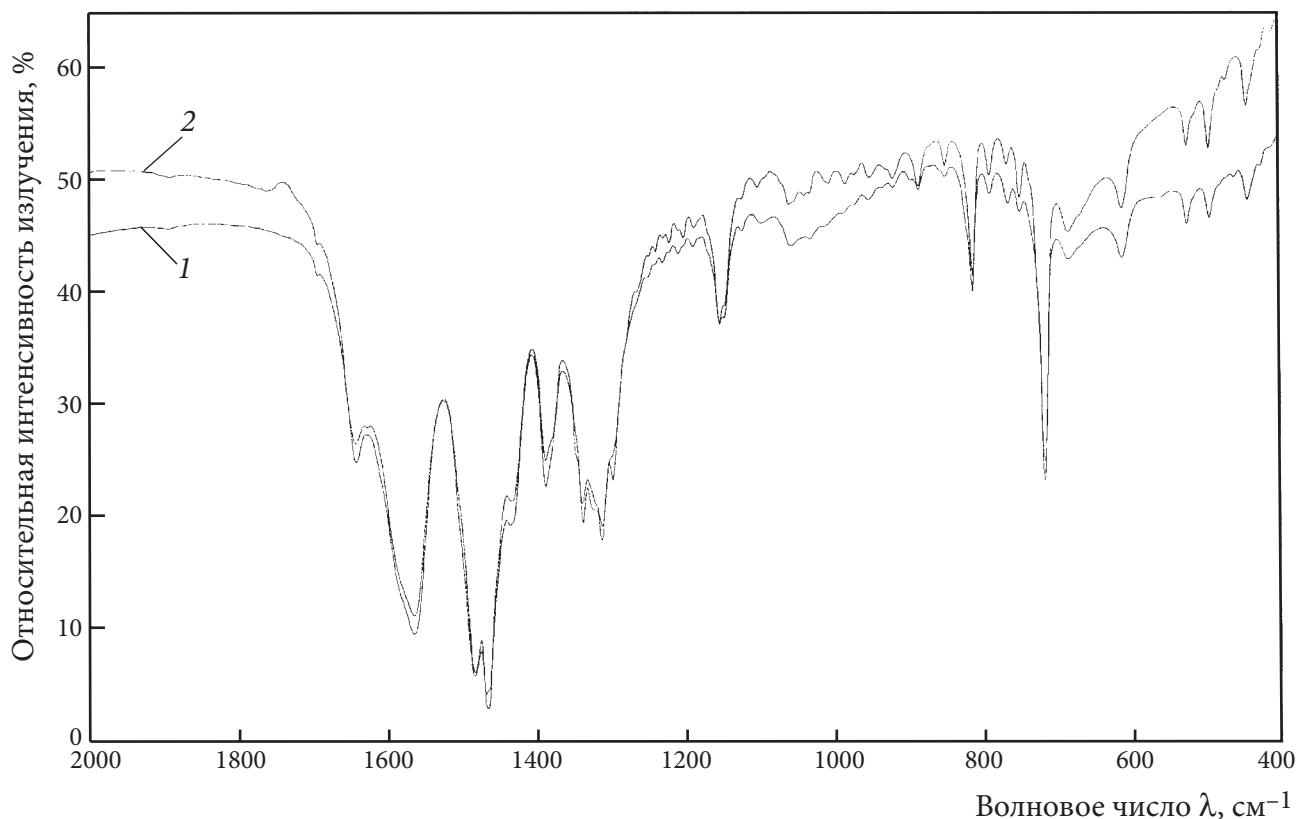


Рис. 2. Результаты инфракрасной спектроскопии
1 – технический реагент ODACON; 2 – аналитический реагент ODA

Значительным научно-техническим достижением является разработка технологий и промышленное внедрение установок по производству устойчивых водных эмульсий ODACON (при этом дозирование реагента осуществляется при комнатной температуре) и приборов контроля его концентрации, что предельно упрощает процесс дозирования и расширяет области применения ODACON-технологий.

Консервация энергетического оборудования тепловых электрических станций

В качестве примера использования усовершенствованной ODACON-технологии рассмотрим результаты консервации пароводяного контура энергоблока № 3 ТЭС «Варна» (Болгария). Эти данные представляют несомненный интерес, поскольку результаты работы были подвергнуты анализу несколькими независимыми экспертными организациями Болгарии.

На ТЭС установлены шесть энергоблоков мощностью по 210 МВт. Каждый из энергоблоков включает котел ТП-100А и паровую турбину К-210/12,8-1 (оборудование российского производства). Энергоблоки эксплуатируются в условиях аммиачно-гидразинного водно-химического режима. При этом аммиак дозируется в конденсат после конденсатного насоса и перед подогревателем низкого давления ПНД-1; гидразин подается на всас питательных электронасосов. В барабан котла дозируется тринатрийфосфат. Блочная обессоливающая установка (БОУ) энергоблока № 3 включает в себя механический фильтр (загружен катионитом), катионитный и анионитный фильтры. При номинальной нагрузке энергоблока БОУ очищает 30 % конденсата. Конденсатор охлаждается морской водой. Удельная загрязненность внутренних поверхностей нагрева котла перед его консервацией находилась в пределах от 70 до 400 г/м².

Непосредственно перед началом консервации в деаэраторе были установлены образцы-свидетели (сталь 20). Поверхность образцов-свидетелей была подвергнута шлифовке.

Дозирующая система, используемая для консервации, состояла из армированного полиэтиленового бака емкостью 1 м³, содержащего 10 %-й раствор эмульсии ODACON, и насоса-дозатора. Насос-дозатор имел плавную регулировку по производительности подачи приготовленной эмульсии до уровня 30 л/ч, давление на напорной линии до 3,0 МПа. Ввод ODACON в контур осуществлялся в общий всасывающий коллектор питательных электронасосов.

Перед началом консервации энергоблока была прекращена подача гидразина, аммиака и фосфатов в тракт котла, БОУ была выведена из работы с целью исключения потери ODACON за счет его адсорбции на катионите и анионите. Дозирование ODACON продолжалось примерно 100 ч. Необходимая концентрация реагента в контуре на каждом этапе консервации достигалась регулированием производительности насоса-дозатора.

Весь период консервации энергоблок работал стабильно: электрическая мощность составляла 210 МВт, давление пара перед ЦВД турбины составляло 12,8 МПа, температура пара перед ЦВД турбины составляла 535–540 °С.

Поскольку дозирование ODACON осуществлялось во всасывающий коллектор питательных электронасосов ПЭН № 1–3, максимальная концентрация реагента на различных этапах консервации составляла в питательной воде 300–2200 мкг/кг. В котловой воде концентрация ODACON составляла 200–500 мкг/кг (чистый отсек барабана) и 100–250 мкг/кг (правый и левый солевые отсеки). В турбинном конденсате концентрация ODACON составляла ~200 мкг/кг.

В начальный период консервации (в течение первых 40 ч) в котловой воде отмечалось повышение содержания железа и меди (железа – до 100 мкг/кг в чистом отсеке и до 600 мкг/кг в солевых отсеках, меди – до 200 мкг/кг), что связано с отмывочным эффектом поверхностей нагрева от рыхлых отложений. В этот же период в чистом отсеке было отмечено некоторое увеличение концентрации кремниевой кислоты. Весь остальной период консервации концентрация кремниевой кислоты по солевым отсекам находилась на одном уровне и составляла 400–450 мкг/кг.

В насыщенном паре, вследствие высокой летучести ODACON, его концентрация составляла 800–1800 мкг/кг. При этом произошло некоторое увеличение pH (в среднем на 0,5) и электропроводности.

Увеличение концентрации железа и меди в насыщенном паре совпало по времени с ростом концентрации железа и меди в котловой воде.

В турбинном конденсате в период проведения консервации отмечался значительный рост электропроводности (до 7,0–8,0 мкСм/см). При этом pH турбинного конденсата практически не изменялось и находилось в пределах 8,0–8,5. Содержание железа в турбинном конденсате также увеличилось в начальный период дозирования.

Перед отключением питательных насосов дозирование ODACON было прекращено, котел был переведен в режим естественного расхолаживания. Отключение турбоустановки было произведено ранее. После расхолаживания котел и оборудование конденсатно-питательного тракта были опорожнены.

При консервации энергетического оборудования энергоблока № 3 ТЭС «Варна» общий расход 10%-й водной эмульсии ODACON составил 977 л.

Непосредственно после завершения консервации был проведен визуальный осмотр следующего оборудования энергоблока: деаэраторы 3А и 3Б, дренажный бак, конденсатор № 2 по паровой части.

Осмотр оборудования после консервации показал, что внутренние поверхности деаэратора, конденсатора и выхлопного патрубка ЦНД турбины гидрофобны. Следы коррозионного повреждения их поверхностей не были обнаружены.

Были произведены вырезки образцов труб из котла и конденсатора для определения удельной сорбции ODACON и проведения электрохимических исследований.

Результаты определения удельной сорбции ODACON на поверхности вырезанных после консервации образцов:

Место вырезки образца	Удельная сорбция ODACON, мкг/см ²
Труба заднего экрана	1,480
Труба водяного экономайзера	5,714
Труба водяного экономайзера	1,515
Труба пароперегревателя	1,700
Труба конденсатора	0,664

Анализ полученных результатов свидетельствует о том, что удельная сорбция на исследованных образцах превышает минимально необходимую величину (0,3 мкг/см²). При этом обеспечивается коррозионная защита поверхности металла в стояночном режиме на уровне 70–90 %.

Эффективность защитного действия ODACON также можно оценить посредством электрохимических измерений. Указанные опыты проводились фирмой «ХЗ-Консулт» (София, Болгария), выполнявшей функцию независимого эксперта.

Данные для образцов, установленных в деаэраторе, представлены в табл. 1, а результаты коррозионных испытаний для образцов труб, вырезанных из котла и конденсатора до и после консервации, – в табл. 2.

Таблица 1

Результаты хронопотенциометрических и потенциодинамических исследований образцов-свидетелей, установленных в деаэраторе до и после консервации оборудования блока № 3 ТЭС «Варна»

Подверженная шлифовке окисленная поверхность образцов	$E_{ст}$, мВ	$i_{кор}$, А/см ²	K , г/(м ² ·ч)	Z , %
Эталон неконсервированный	–461	7,9E-05	0,83	–
Законсервированный образец, установленный:				
– в паровом пространстве;	–73	5,6E-06	0,06	92,89
– в водном пространстве	–86	2,2E-05	0,23	71,65

Таблица 2

Результаты хронопотенциометрических и потенциодинамических исследований образцов-свидетелей, установленных в котле и конденсаторе до и после консервации оборудования блока № 3 ТЭС «Варна»

Образцы	Не прошедшие консервацию			После консервации			Z, %
	$E_{ст}$, мВ	$i_{кор}$, А/см ²	K , г/(см ² ·ч)	$E_{ст}$, мВ	$i_{кор}$, А/см ²	K , г/(см ² ·ч)	
Испарительная поверхность	–44	2,5E-06	0,02611	32	4,5E-07	0,0047	82,0
Пароперегреватель	–525	8,9E-08	0,00093	–212	7,9E-09	8,25E-05	91,1
Конденсатор	–8	3,16E-07	0,0033	50	1,0E-09	1,044	99,7

В табл. 1–2 представлены значения статического потенциала $E_{ст}$, плотности тока $i_{кор}$, расчетной скорости коррозии K , коэффициента защитного действия консервации оборудования Z .

Скорость коррозии вычислялась по формуле:

$$K = \frac{iA}{Fn},$$

где i – плотность тока, А/см²; A – атомный вес металла, г; F – число Фарадея; n – валентность катиона.

Коэффициент Z вычислялся по формуле:

$$Z = (K_{без\ кон} - K_{кон}) / K_{без\ кон},$$

где $K_{без\ кон}$ и $K_{кон}$ – соответственно скорость коррозии образцов, не подверженных консервации и прошедших консервацию.

Приведенные результаты свидетельствуют о том, что обработанные по ODACON-технологии поверхности оборудования имеют большое значение стационарного потенциала, что свидетельствует об облагораживании этих поверхностей. Достигнутые значения коэффициентов защитного действия оказались высокими.

Анализ образцов труб котла, вырезанных из различных его участков до и после консервации, позволил сделать заключение о частичной отмывке поверхностей труб от отложений (табл. 3).

Приведенные результаты по консервации оборудования блока № 3 ТЭС «Варна» свидетельствуют о высокой эффективности применения ODACON-технологии, удобстве ее реализации.

Работы [3, 4] обобщили положительный опыт применения технологии консервации теплоэнергетического оборудования с использованием ODACON на атомных и тепловых электростан-

Таблица 3

Количество отложений на поверхностях труб котла энергоблока № 3 ТЭС «Варна» до и после консервации

Поверхность нагрева (образцы)	Количество отложений, г/м ²		Степень снижения количества отложений, %
	до консервации	после консервации	
Экономайзер	179,0	90,9	49,2
Экранная труба	370,7	226,9	38,8
Пароперегреватель	153,3	105,3	31,3

циях России. В указанных работах особо подчеркнуто, что использование несертифицированного реагента и упрощенных способов его ввода в пароводяной контур энергетических блоков атомных и тепловых электростанций, а также проведение работ организациями, не имеющими соответствующего опыта работ в указанной области, абсолютно недопустимо.

Показателен пример Ульяновской ТЭЦ-1 по применению ODACon-технологии.

Ульяновская ТЭЦ-1 – теплоэлектроцентраль с поперечными связями и пиковой водогрейной котельной, ее установленная электрическая мощность 435 МВт. В состав основного оборудования электростанции входят паровые котлы ТП-87, ТГМ-96Б, ТГМЕ-464; паровые турбины ПТ-60-12,8/1,3; Т-100-12,8; ПТ-80-12,8/1,3; водогрейные котлы ПТВМ-100, ПТВМ-180.

С 1993 г. оборудование названной ТЭЦ при нахождении его в длительном резерве консервируется пленкообразующими аминами. В пользу выбора именно этой технологии защиты оборудования от коррозии послужило большее количество запорной арматуры на ТЭС с поперечными связями, чем на ТЭС с блочной схемой, что создает дополнительные трудности при выводе оборудования в резерв или ремонт при возможной неисправности задвижек и вентилях.

Например, при других методах консервации после водной опрессовки оборудования, трубопроводов требуется повторная обработка их внутренних поверхностей ингибиторами или же повторная заливка раствора силиката натрия или защитного щелочного раствора, а при некоторых видах консервации – даже повторная растопка котла. Аналогичная проблема возникает при сливе ингибирующего раствора для проведения ремонта оборудования.

Химводоподготовка для подпитки теплосети Ульяновской ТЭЦ-1 включает в себя подогрев воды питьевого качества (поступает от водоканала), подкисление серной кислотой (при $I_k \geq 8$), обработку в декарбонизаторах, очистку на ионообменных смолах, коррекцию pH раствором NaOH до $pH \geq 8,3$, деаэрацию в деаэраторе ДСВ-800. При открытой схеме теплоснабжения средняя подпитка в отопительный период составляет 2500–3000 т/ч. Водогрейные котлы, расположенные в отдельно стоящем здании пиковой водогрейной котельной, в течение одного сезона до трех раз подвергались кислотной промывке из-за значительных отложений на внутренних поверхностях труб ($\Delta P_{св} = 0,35–0,38$ МПа) и пережога поверхностей нагрева. Такой режим эксплуатации обусловил периодичность замены поверхностей нагрева один раз в четыре года.

Проводимая ранее (до 1993 г.) консервация водогрейных котлов с использованием силиката натрия [5] из-за отсутствия воды пониженной жесткости (РД 34.20.591-97, п. 5.2.6) была недостаточно эффективной. Кроме того, неплотность арматуры приводила к разбавлению раствора и снижению концентрации SiO_2 по сравнению с установленной нормативами (1,4–2 г/кг) или к неконтролируемому снижению уровня в котле при ремонте и опорожнении сетевых трубопроводов.

Водно-химический режим для энергетических котлов – аммиачный без дозировки гидразина с большим расходом добавочной обессоленной воды ввиду безвозвратного отпуска пара давлением 0,60–1,28 МПа потребителям (120–180 т/ч). Проводимые по различным технологиям консервации котлов не защищали надежно все поверхности паровых котлов. Ухудшение положения с поставкой топлива, необходимость вывода энергетических котлов в длительный резерв (ПК-10 – 12200 ч, ПК-11 – 6400 ч (на 01.05.01), ПК-9 – 9000 ч (на 01.05.01)) обострили ситуацию.

После внедрения технологии консервации оборудования пленкообразующими аминами все проблемы были решены. При этом отмечалось следующее: качество консервации оборудования подвергается оперативному контролю (по образцам); гарантированный период высокого качества консервации оборудования – достаточно большой; допустимо неограниченное количество заполнений энергетических и водогрейных котлов водой и конденсатом.

Вырезки из котла ПК-10 (после 360 суток простоя), из котла ПК-9 (после 11880 ч простоя), из котла ПК-11 (после 10080 ч простоя) показали, что оборудование может быть защищено от коррозии на еще больший срок.

В базовом «летнем» режиме ТЭЦ-1 не предусматривается работа теплофикационных турбин Т-100-12,8. Для длительного вывода из работы и резерва наиболее оптимальным вариантом также является консервация по ODACON-технологии по уже названным причинам.

Помимо консервации оборудования во всех случаях наблюдалась частичная отмывка поверхностей от ранее образовавшихся отложений. В качестве примера в табл. 4 приведены данные по анализу загрязненности поверхностей нагрева котлов до и после консервации по ODACON-технологии.

Таблица 4

**Удельная загрязненность поверхностей нагрева двух котлов Ульяновской ТЭЦ-1
до и после консервации по ODACON-технологии**

Котел	Экран	Количество отложений, г/м ²	
		до	после
ПК-13 (22.02.2000)	Левый	781	702
	Фронт	1053	502
	Правый	777	449
ПК-11 (12.07.2000)	Левый	505	268
	Правый	636	191

Использование на Ульяновской ТЭЦ-1 консервации оборудования по ODACON-технологии позволило надежно защитить от стояночной коррозии основное оборудование, а также трубопроводы, арматуру; улучшить состояние поверхностей нагрева котлов; сократить сроки пуска оборудования в работу после остановов; значительно снизить количество разрывов поверхностей нагрева котлов; осуществлять выполнение ремонтных работ на законсервированном оборудовании.

Опыт Ульяновской ТЭЦ-1 по консервации оборудования также подтверждает, что низкая квалификация персонала, применение реагентов низкого качества приводят к негативным последствиям – засорению дренажных трубопроводов, труб поверхностей теплообмена котлов; повышению концентрации солей жесткости в пароводяном тракте; увеличению температурных напоров в теплообменном оборудовании.

Для сравнения масштабов применения ODA-технологии и методов консервации энергетического оборудования ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС России» рассмотрим данные по итогам работы за 2003 г.

До настоящего времени основным способом консервации энергетических котлов ТЭС остается гидразинно-аммиачная выварка (в 2003 г. на ее долю в целом по Холдингу РАО «ЕЭС России» пришлось 34 % консерваций). Наибольшее распространение этот способ получил в Сибирском регионе (60 % общего числа проведенных в регионе консерваций оборудования). На долю консервации оборудования избыточным давлением рабочей среды в отмеченный период пришлось 28 %. Доля «сухого останова» составила 12 %. Парокислородная обработка проточных частей турбин составила 4,4 % случаев консервации. В 2003 г. объем консервации паровых турбин достиг 58 % (в 2001 г. ~ 10 %; в 2002 г. ~ 16 %). При этом в Центральном регионе объем консервации турбин различными способами достиг 77 %, а в Сибирском регионе лишь 45 %). В ОЭС «Центр» была отмечена прогрессивная структура способов консервации: на консервацию горячим воздухом пришлось 34 %; осушенным воздухом – 32 %; ОДА – 23 %. В ОЭС «Восток» в отмеченный период консервировалось 69 % турбин. При этом доля консервации оборудования горячим и осушенным воздухом составила по 30 %, а летучими ингибиторами коррозии – 19 %; ОДА – 8 %. Касаясь консервации в 2003 г. паровых и водогрейных котлов, необходимо отметить следующее: консервации подверглось 95 % всего парка котлов (в 2002 г. – 83 %); отмечен значительный объем применения методов консервации оборудования, не соответствующих срокам

его простоя, а именно: «сухой останов» (от ~30 % случаев консервации в Уральском регионе до 90 % случаев в Сибирском регионе); поддержание избыточного давления (от 31 % в Центре до 95 % на Северо-Западе); гидразинно-аммиачная выварка при сроке простоя более трех месяцев имела место в 37 % случаев в Центре и до 70 % случаев на Северо-Западе; основной прирост объемов консервации произошел за счет эффективных современных способов, основанных на применении пленкообразующих аминов, осушенного или подогретого воздуха, парокислородной обработки и пассивации. Доля применения ODA (ODACON)-технологии при консервации оборудования в теплоэнергетике России продолжает возрастать.

Заключение

Анализ проведенных в течение 15-ти лет работ по защите от атмосферной коррозии внутренних поверхностей энергетического оборудования и трубопроводов пароводяного тракта энергоблоков АЭС и ТЭС в период остановов подтверждает высокую эффективность и перспективы применения ODA (ODACON)-технологии. В 2003 г. консервация энергетического оборудования ТЭС по ODA-технологии составила 14,5 % общего объема консервации.

Литература

1. **Консервация теплоэнергетического оборудования** с использованием реагентов на основе пленкообразующих аминов / Г.А. Филиппов, А.Н. Кукушкин, Г.А. Салтанов и др. «Теплоэнергетика», 1999, № 9.
2. **Опыт ввода в эксплуатацию** после консервации оборудования и трубопроводов второго контура блока Армянской АЭС / Г.А. Филиппов, А.Н. Кукушкин, Г.А. Салтанов и др. «Тяжелое машиностроение», 1997, № 8.
3. **Методические указания по консервации** теплоэнергетического оборудования с применением пленкообразующих аминов. Дополнение к РД 34.20.591-97. М.: ООО «Планти-ПРИНТ», 1998.
4. **Типовой технологический регламент** РД ЭО 0408-02 «Консервация оборудования и трубопроводов вторых контуров АЭС с ВВЭР с использованием пленкообразующих аминов». М.: ООО «Телер», 2002.
5. **Методические указания** по силикатной обработке подпиточной воды сетевого тракта на ТЭЦ МУ 347004583. М.: Союзтехэнерго, 1983.

О СОВРЕМЕННОЙ ГРАНИЦЕ ОБЛАСТЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 110 И 220 кВ

К.т.н С.Н. Ефентьев, к.т.н. Э.Н. Зуев (МЭИ-ТУ)

Методические принципы технико-экономического обоснования проектных решений в электроэнергетике были разработаны отечественными учеными во второй половине XX века, т.е. в эпоху плановой экономики. В современных условиях традиционные инструменты выбора сечений проводов и жил кабелей, числа цепей и номинального напряжения линий электропередачи (ЛЭП) нуждаются в критическом анализе и определенной корректировке. Впервые границы областей экономически целесообразного применения различных напряжений были получены несколько десятилетий назад на основании критерия минимума приведенных затрат. С тех пор укрупненные показатели стоимости сооружения электросетевых объектов претерпели значительные изменения. Существенно изменились и удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии. Кроме того, использование современной методики технико-экономического обоснования проектных решений требует обоснованного учета неопределенности как ряда экономических параметров, которые в эпоху плановой экономики централизованно регламентировались государством, так и некоторых технических параметров.

Продолжающиеся преобразования в электроэнергетике России и связанное с ними изменение характера собственности придают особую актуальность использованию современного подхода при обосновании выбора основных параметров ЛЭП. Кроме того, намеченные «Энергетической стратегией России на период до 2020 года» [1] и «Стратегией развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период» [2] масштабы нового строительства, технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов обуславливают необходимость разработки технических решений, отражающих современные технические и экономические реалии и соответствующих мировым стандартам.

Первая попытка определить зоны экономически целесообразного применения напряжений электропередачи с учетом конечных подстанций была сделана еще в 1959 г. [3], где определение границ раздела областей применения напряжений 220, 330 и 500 кВ проводилось по приведенным затратам. Рассматривалась электропередача от крупной электростанции в приемную систему при следующих исходных данных:

- время максимальных потерь мощности – 3000 ч/год;
- удельная стоимость потерь электроэнергии – 0,6 коп/(кВт·ч);
- экономическая плотность тока – 1 А/мм²;
- коэффициент мощности в конце линии ($\cos \varphi_k$) – 0,86.

Стоимостные показатели элементов электропередачи, естественно, соответствовали периоду до десятикратной деноминации рубля в 1961 г.

Сегодня задача определения границ зон экономически целесообразного применения различных номинальных напряжений должна решаться с использованием современного показателя эффективности – дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию линии электропередачи и конечных подстанций [4].

В качестве одного из возможных источников питания в данной работе рассматривается крупная конденсационная электростанция (КЭС) с агрегатами мощностью 300 МВт, осуществляющая выдачу мощности с шин двух номинальных напряжений – 500 и 220 (110) кВ. К шинам СН подключены два блока с трансформаторами по 400 МВ·А. ОРУ ВН и СН имеют связь через автотрансформатор 500 МВ·А (или два по 250 МВ·А). Подстанция начала (ПСН) включает в себя блочные трансформаторы (Т1, Т2), автотрансформаторы связи (АТС) и ОРУ СН КЭС, от которого отходит радиальная (тупиковая) воздушная линия (ВЛ). По этой линии питаются потребители приемной подстанции – подстанции конца (ПСК). Схемы вариантов электроснабжения пункта потребления представлены на рис. 1.

Анализ выполнялся при следующих условиях:

- ♦ подстанции начала и конца сооружаются одновременно с ВЛ в течение одного года;
- ♦ строительство электропередачи осуществляется в европейской части страны (III–IV район по гололеду);

♦ ВЛ сооружается на стальных одноцепных опорах;

♦ коэффициент мощности нагрузки потребителей на шинах 10 кВ ПСК равен 0,9 (как и в [3]).

Предполагается, что нагрузка линии в течение расчетного периода возрастает по линейному закону, что на сегодняшний день представляется наиболее вероятным, ежегодный прирост нагрузки принимается равным среднему росту промышленного производства России, т.е. примерно 5 %.

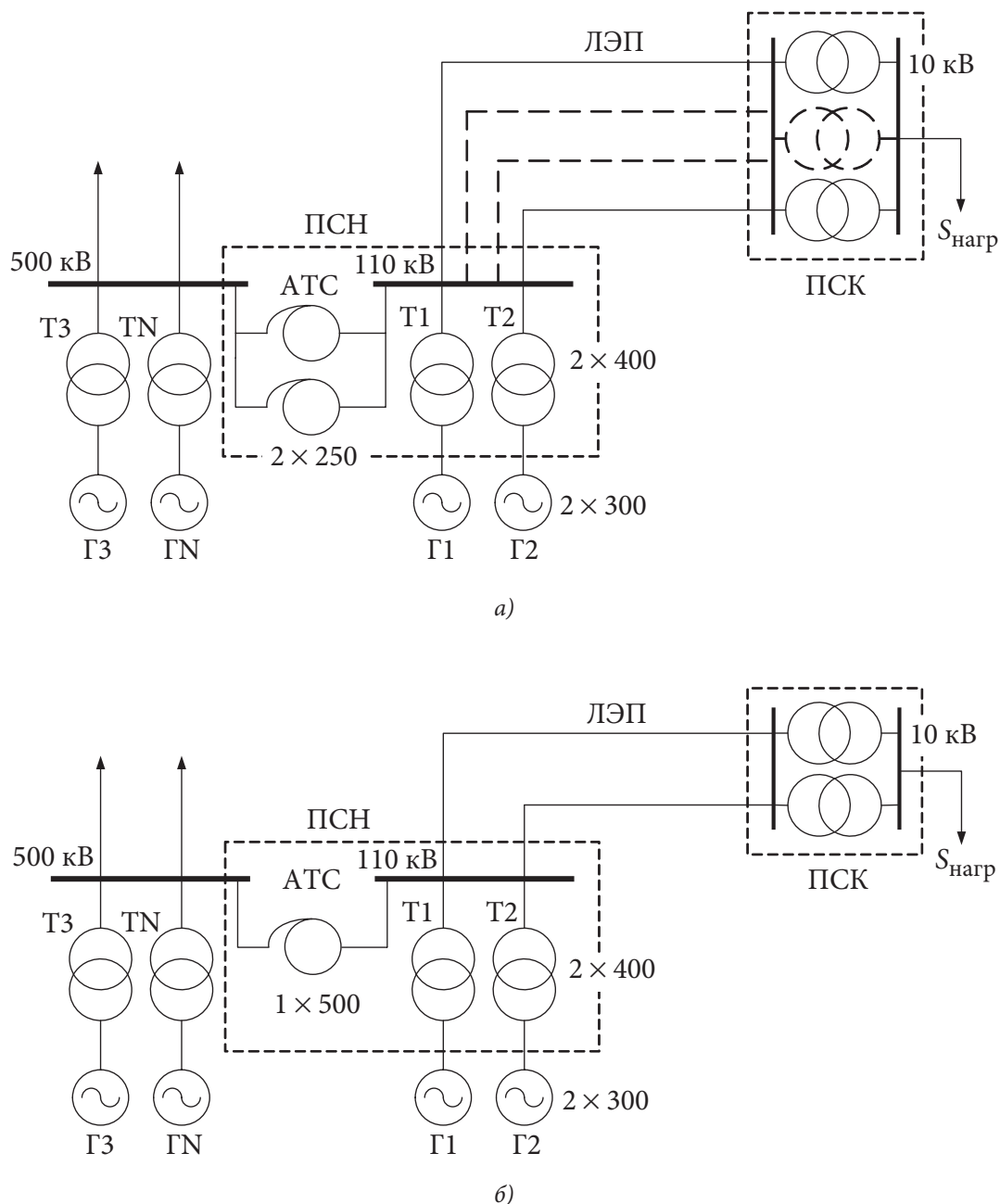


Рис. 1. Схемы вариантов электроснабжения пункта потребления от шин СН КЭС
а – 110 кВ; б – 220 кВ

Суммарные затраты являются функцией номинального напряжения ($U_{\text{ном.}i}$), передаваемой мощности (P) и длины ВЛ (L) и состоят из дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию конечных подстанций ($З_{\text{ПЧ}i}$ и $З_{\text{ПСК}i}$) и линии ($З_{\text{Л}i}$):

$$З_{\Sigma i} = З_{\text{ПЧ}i} + З_{\text{Л}i} + З_{\text{ПСК}i} = f(U_{\text{ном.}i}, P, L). \quad (1)$$

Функция **дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию одного километра ЛЭП** за расчетный период T_p при нормативе дисконтирования (приведения разновременных затрат) E имеет вид [5]:

$$З_{\text{Л}0} = \sum_{t=1}^{T_p} (K_{\text{Л}0t} + И_{\Sigma \text{Л}0t} - K_{\text{ликв. Л}0t}) (1+E)^{-t}. \quad (2)$$

В (2) $K_{\text{Л}0t}$ – **удельная** (на 1 км длины) **современная стоимость сооружения линии** в год t (удельные капиталовложения):

$$K_{\text{Л}0t} = K_{\text{Л}0\text{баз}} k_{\text{деф.}t}, \quad (3)$$

где $k_{\text{деф.}t}$ – коэффициент дефляции (удорожания) на начало расчетного периода ($t = 1$) по отношению к моменту определения базовых показателей стоимости ($K_{\text{Л}0\text{баз}}$).

Удельные суммарные эксплуатационные издержки в год t ($И_{\Sigma \text{Л}0t}$):

$$И_{\Sigma \text{Л}0t} = И_{\text{обсл. Л}0t} + И_{\text{пот. Л}0t}. \quad (4)$$

Удельные издержки на обслуживание и ремонт (капитальный и текущий):

$$И_{\text{обсл. Л}0t} = K_{\text{Л}0t} a_{\text{обсл. Л}}, \quad (5)$$

где $a_{\text{обсл. Л}}$ – коэффициент отчислений от капитальных вложений на обслуживание и ремонт линии, отн.ед/год.

Удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии (ЭЭ):

$$И_{\text{пот. Л}0i} = ц_{\text{Эт}} \Delta P_{\text{нб. } 0it} \tau_t, \quad (6)$$

где $ц_{\text{Эт}}$ – цена отпущенной ЭЭ, принимаемая равной средневзвешенному тарифу в данной электроэнергетической системе (ЭЭС); $\Delta P_{\text{нб. } 0it}$ – потери активной мощности на нагрев проводов фазы одной цепи ВЛ в нормальном режиме наибольшего перетока;

$$\tau_t = (0,124 + T_{\text{нб.}t} 10^{-4})^2 8760 \quad (7)$$

– время максимальных потерь мощности, а $T_{\text{нб.}t}$ – годовое число часов использования максимальной нагрузки линии в год t .

Удельная ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования ($K_{\text{ликв. Л}0t}$) на момент окончания расчетного периода в год t (T_p) определяется через коэффициент отчислений на реновацию $a_{\text{рен. Л}} = 1/T_{\text{сл. Л}}$, где $T_{\text{сл. Л}}$ – физический срок службы линии электропередачи:

$$K_{\text{ликв. Л}0i} = K_{\text{Л}0i} (1 - a_{\text{рен. Л}} T_p). \quad (8)$$

В рассматриваемой задаче аргументами функции дисконтированных затрат наряду с $U_{\text{ном.}i}$ и L являются также число параллельных цепей n_i и передаваемая по одной цепи активная мощность $P_{1ц}$ [6, 7], т.е. $Z_{\text{Лт}} = f_{\text{Л}}(U_{\text{ном.}i}, n_i, P_{1ц}, L)$.

Суммарные дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию как подстанции начала ($Z_{\text{ПЧН}i}$), так и подстанции конца ($Z_{\text{ПСК}i}$) учитывают стоимость распределительных устройств, трансформаторов, издержки на их обслуживание и ремонт, а также затраты на компенсацию потерь ЭЭ в трансформаторах.

Результаты расчетов показали, что для вариантов 110 и 220 кВ капиталовложения в сооружение ПСН и суммарные потери ЭЭ в повышающих трансформаторах практически одинаковы, что позволяет не учитывать их при определении $Z_{\text{ПЧН}i}$. При этом аргументами функции затрат на сооружение и эксплуатацию ПСН являются те же параметры, что и для линии, т.е. $Z_{\text{ПЧН}i} = f_{\text{Л}}(U_{\text{ном.}i}, n_i, P_{1ц}, L)$, поскольку при фиксированной выдаче мощности генераторами Г1 и Г2 и при вариации нагрузки ПСК и передаваемой по линии мощности изменяется переток по автотрансформаторам связи (АТС) ОРУ ВН и СН.

Затраты на сооружение и обслуживание ПСК ($Z_{\text{ПСК}i}$) **не зависят от длины линии**. С ростом передаваемой по линии активной мощности $Z_{\text{ПСК}i}$ **увеличиваются по линейному закону**.

При решении задачи необходимо также учитывать ограничения по длине и мощности ЛЭП, что не было сделано авторами [3]. Авторами [8] в качестве ограничения по длине ЛЭП рассматривается условие минимального КПД, который принят равным 0,9 без какого-либо обоснования. В соответствии с этим условием предельная длина ВЛ 110 кВ равна 80 км, а ВЛ 220 кВ – 400 км независимо от числа цепей и передаваемой мощности. Очевидно, это ограничение продиктовано некоторыми субъективными экономическими соображениями, которые в современных условиях могут оказаться иными.

Вместе с тем, для рассматриваемой схемы в качестве не экономического, а технического ограничения длины линии выступает **условие поддержания на шинах НН приемной подстанции напряжения в соответствии с принципом встречного регулирования**. В послеаварийном режиме при отключении одной из двух цепей линии напряжение на шинах 10 кВ ПСК не должно быть ниже номинального, поэтому в качестве желаемого напряжения принято значение $U_{\text{НН жел}} = 10$ кВ. При этом ограничение по длине линии, т.е. ее предельная длина ($L_{\text{макс}}$), зависит от мощности, передаваемой по одной цепи линии в послеаварийном режиме, т.е. $L_{\text{макс}} = f(P_{1ц})$.

Ограничение зоны применения напряжения 110 кВ сверху (по мощности) определяется условиями нагрева проводов в послеаварийном режиме, возникающем после отключения одной из цепей:

$$P_{1ц, \text{ макс}} = (n_{110} - 1)P_{\text{доп. (Т)}} / n, \quad (9)$$

где $P_{\text{доп. (Т)}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}} I_{\text{доп. (Т)}} \cos \varphi_{\text{к}}$ – допустимая мощность при расчетной зимней температуре воздуха T_3 .

В свою очередь $I_{\text{доп. (Т)}} = I_{\text{доп. (25)}} k_T$, где k_T – поправочный коэффициент на температуру воздуха при $T \neq 25$ °С.

Граница областей применения напряжений 110 и 220 кВ для базового варианта исходных данных

В качестве базового набора исходных данных приняты $T_{\text{нб. баз}} = 5000$ ч/год, $E_{\text{баз}} = 0,1$, $T_{\text{р. баз}} = 10$ лет, $c_{\text{э. баз}} = 1,2$ руб/(кВт·ч) и $k_{\text{деф. баз}} = 30$. При этом базовое значение экономической плотности тока ($J_{\text{эк. баз}}$) составляет 0,71 А/мм² [5].

Зависимости суммарных дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию ЛЭП 110 и 220 кВ, построенные при базовом варианте исходных данных для линий, имеющих длину

11,3, 15, 25, 50, 100, 150 и 200 км, представлены на рис. 2. Значения $P_{1ц}$, отвечающие условию равноэкономичности ($З_{\Sigma(110)} = З_{\Sigma(220)}$), назовем «граничными» ($P_{1ц, гр}$):

L , км	11,3	15	25	50	100	150	200
$P_{1ц, гр}$, МВт	58,30	47,33	34,87	26,74	23,94	23,14	22,77

Пересечение зависимостей $З_{\Sigma(110)}$ и $З_{\Sigma(220)}$ во всем диапазоне длин имеет место при $n^{110} = n^{220} = 2$, поэтому **сооружение ВЛ 110 кВ с числом цепей более двух экономически нецелесообразно** по сравнению с двухцепной линией 220 кВ.

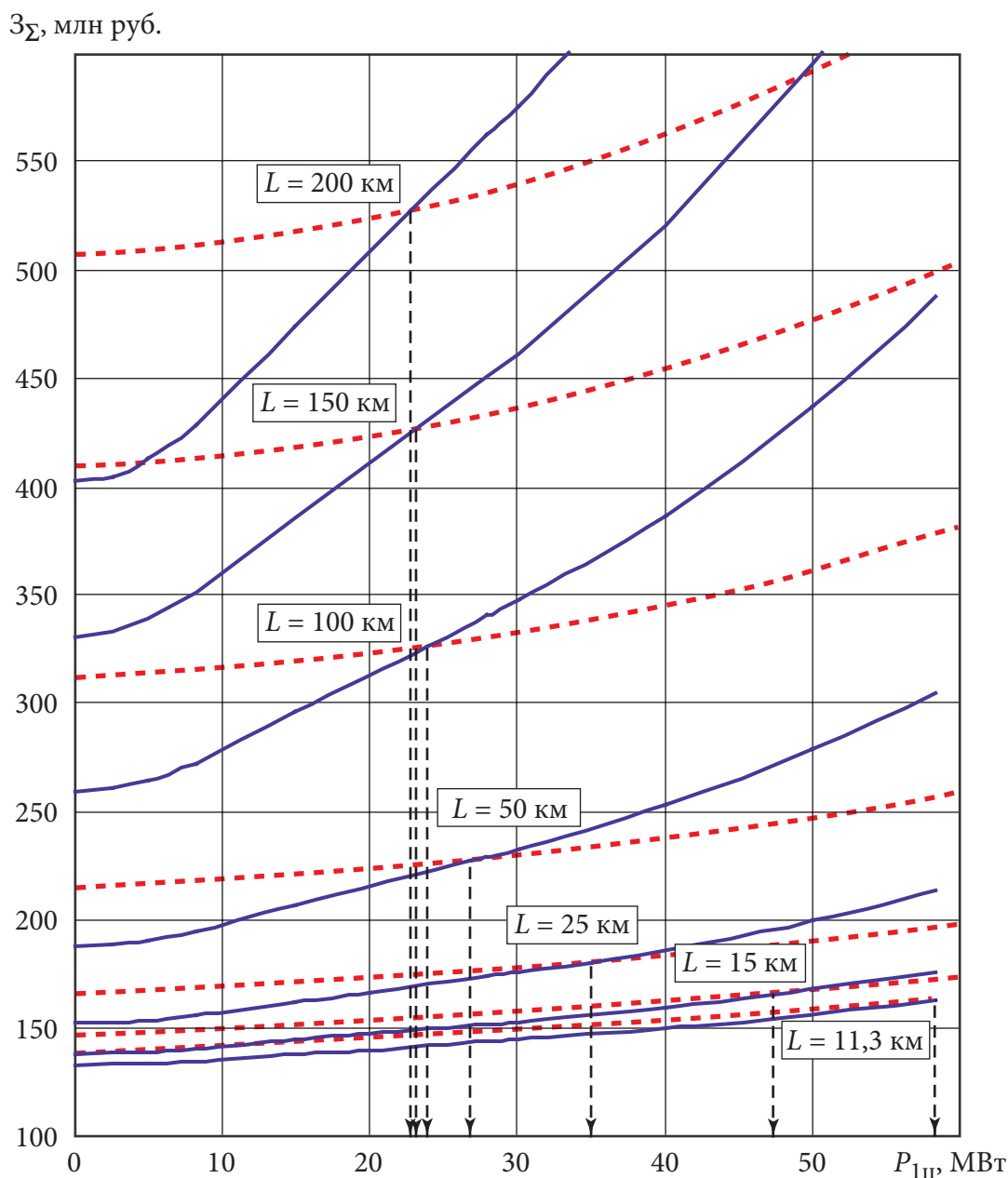


Рис. 2. Зависимость дисконтированных затрат на электропередачу с $n^{110} = n^{220} = 2$ при $P_{1ц} < P_{1ц, макс}^{110}$ ($n = 2$) и вариации длины линии
 — — — 110 кВ; — — — 220 кВ

Граница экономически целесообразного применения вариантов 110 и 220 кВ, построенная по вышеприведенным данным, представлена на рис. 3 сплошной линией. Здесь же показаны ограничения области 110 кВ по максимальной длине линии и максимальной мощности. Значение $P_{1ц, макс} = 58,3$ МВт для базового варианта исходных данных достигается при $L = 11,3$ км, а ограничение по максимальной длине линии становится активным уже при $L \approx 100$ км. По сравнению с границей, изображенной на рис. 4.1 в [8], полученная по современной методике граница для базового варианта исходных данных на плоскости (P, L) смещена влево и вниз, т.е. **область применения варианта 110 кВ оказывается относительно более ограниченной**. Кроме того, при $L > 50$ км граница оказывается практически горизонтальной, т.е. изменение длины не влияет на граничную мощность, при которой сравниваемые варианты равноэкономичны. Вместе с тем, окончательные выводы можно сделать лишь после оценки чувствительности полученной для базового варианта исходных данных границы к вариации неопределенных факторов.

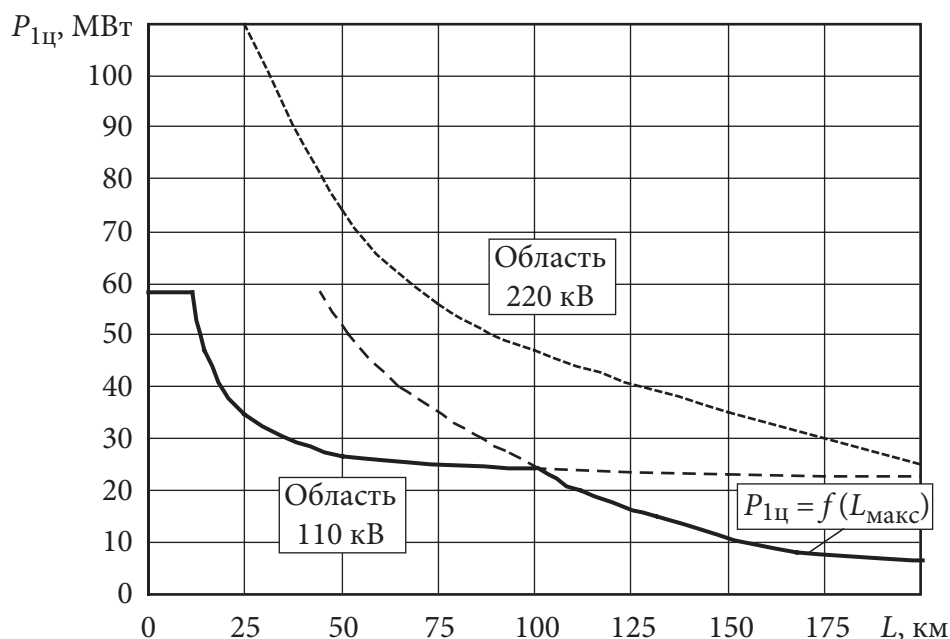


Рис. 3. Границы областей применения электропередач 110 и 220 кВ для базового варианта исходных данных
 — по современной методике, --- по данным [8]

Оценка чувствительности границы областей к вариации неопределенных факторов

Чувствительность границы зоны экономически целесообразного применения напряжений 110 и 220 кВ оценивалась по отношению к изменению норматива дисконтирования (E), цены электроэнергии ($c_э$) и времени использования максимальной нагрузки ($T_{нб}$). Диапазоны возможных значений двух первых параметров приняты в пределах 0,05–0,15 и 0,8–1,6 руб/(кВт·ч) соответственно, а $T_{нб}$ целесообразно варьировать от 3000 до 7000 ч/год, что соответствует реальному диапазону для графиков нагрузок подстанций рассматриваемых номинальных напряжений. Вариация указанных параметров предопределяет и изменение значения экономической плотности тока. Для каждого соответствующего сочетания неопределенных факторов ее значение принималось по данным [9].

Количественную оценку результатов вариации неопределенных параметров выполним по относительному значению граничной мощности (по отношению к ее значению для базового варианта

$$P_{1ц, гр j}^* = P_{1ц, гр j} / P_{1ц, гр (баз)} \cdot \quad (10)$$

Значения $P_{1ц. гр}$ и $P_{1ц. гр}^*$, отвечающие условию равноэкономичности вариантов 110 и 220 кВ, при **вариации длины линии и нормы дисконта** в диапазоне от 0,05 до 0,15 приведены в табл. 1 и построены на рис. 4. Используемое при расчете граничной мощности значение экономической плотности тока при норме дисконта 0,05 составляет 0,556 А/мм², а при $E = 0,15$ равно 0,838 А/мм².

Таблица 1

Изменение граничной мощности при $E = var$
($T_{нб. баз} = 5000$ ч/год, $ц_{э. баз} = 1,2$ руб/(кВт·ч))

$L, км$		14,3	19,1	25	50	100	150
$P_{1ц. гр}, МВт,$ при E	0,15	–	58,30	50,40	36,90	30,60	28,91
	0,1	48,52	40,55	34,87	26,74	23,94	23,14
	0,05	19,01	16,80	15,32	13,56	13,17	12,51
$P_{1ц. гр}^*, о.е.,$ при E	0,15	–	1,438	1,445	1,380	1,278	1,249
	0,05	0,392	0,414	0,439	0,507	0,550	0,541

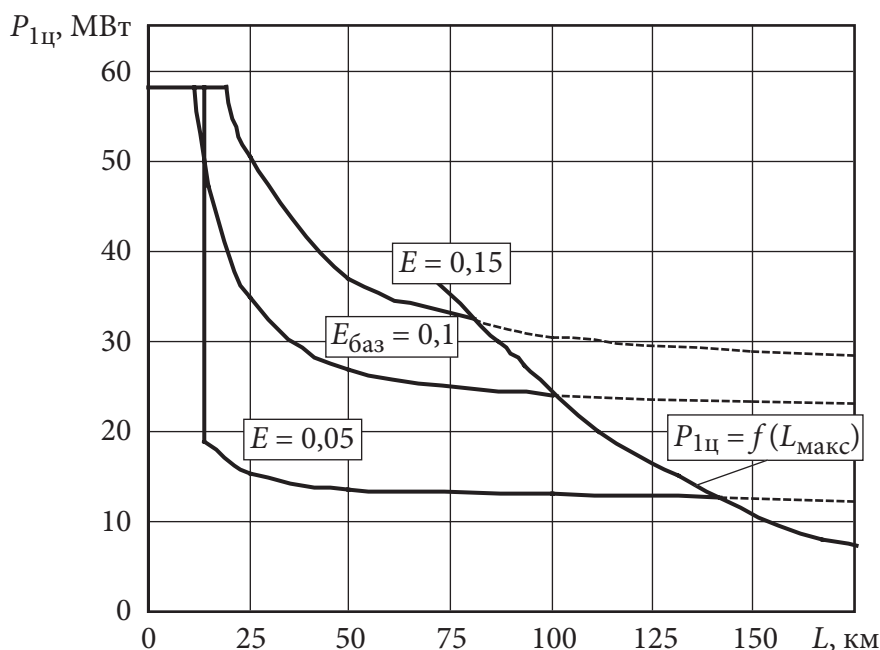


Рис. 4. Границы областей применения электропередач 110 и 220 кВ при $E = var$

Анализ результатов, представленных в табл. 1, показывает, что увеличение норматива дисконтирования на 50 % по отношению к $E_{баз} = 0,1$ приводит к увеличению граничных значений мощностей в области малых длин линии (до 50 км) на 44–38 %. При этом ограничение по максимальной мощности для границы областей применения при $E = 0,15$ вступает в силу начиная с $L = 19,1$ км. Уменьшение E до 0,05 влияет на положение границы областей применения напряжений 110 и 220 кВ более значительно, а именно, имеет место снижение границы области 110 кВ до 39–53 % базовой в зависимости от длины линии. Кроме того, в области длин менее 14,3 км вариант 110 кВ при $E = 0,05$ оказывается экономически целесообразным при любом значении $P_{1ц}$ вплоть до $P_{1ц. макс}$. Таким образом, **увеличение норматива дисконтирования приводит к расширению области применения напряжения 110 кВ**, а его снижение – к сужению, хотя и в различной степени в зависимости от длины линии.

Значения $P_{1ц. гр}$ при **вариации длины линии и стоимости электроэнергии** в диапазоне от 0,8 до 1,6 руб/(кВт·ч) приведены в табл. 2 и построены на рис. 5. Экономические плотности тока для граничных значений φ_3 из указанного выше диапазона составляют 0,87 и 0,615 А/мм² соответственно.

Таблица 2

Изменение граничной мощности при $\varphi_3 = var$

($T_{нб. баз} = 5000$ ч/год, $E_{баз} = 0,1$)

$L, км$		12,26	23,57	25	50	100	150
$P_{1ц. гр}, МВт,$ при $\varphi_3, руб/(кВт·ч)$	0,8	–	58,3	56,95	40,94	32,76	30,50
	1,2	54,80	35,75	34,87	26,74	23,94	23,14
	1,6	24,03	21,16	20,06	19,75	19,61	19,45
$P_{1ц. гр}, о.е.,$ при $\varphi_3, руб/(кВт·ч)$ *	0,8	–	1,631	1,633	1,531	1,368	1,318
	1,6	0,439	0,592	0,575	0,739	0,819	0,841

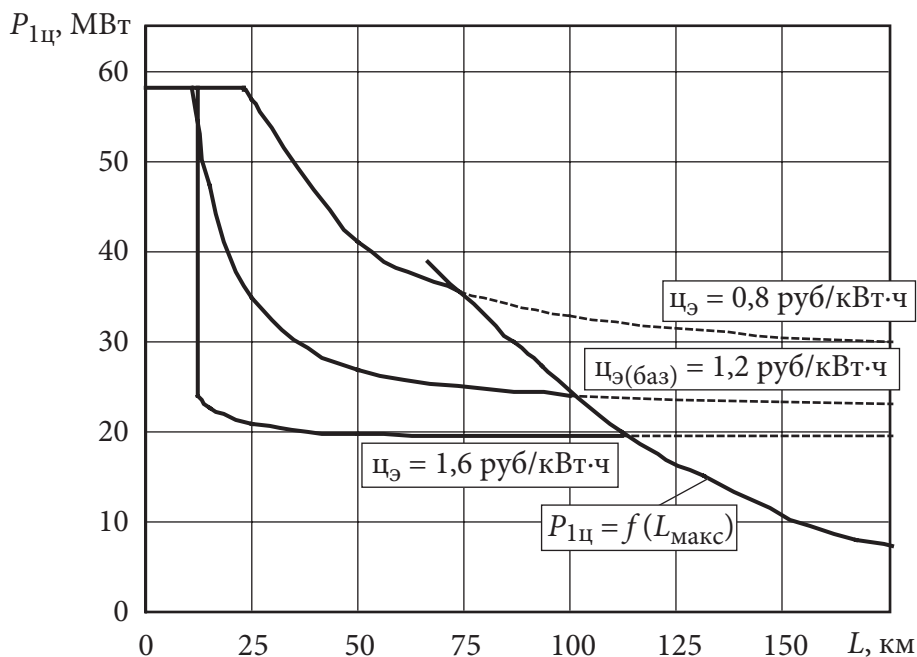


Рис. 5. Границы областей применения электропередач 110 и 220 кВ при $\varphi_3 = var$

Анализ результатов, приведенных в табл. 2, свидетельствует о том, что **влияние изменения цены электроэнергии** на значения граничной мощности и, следовательно, на положение границы, отвечающей условию равноэкономичности, **менее значительно** по сравнению с влиянием норматива дисконтирования. Так, при длинах ВЛ до 50 км при $\varphi_3 = 0,8$ руб/(кВт·ч) граничная мощность увеличивается на 53–62 %, а при $\varphi_3 = 1,6$ руб/(кВт·ч) снижается, но в меньшей степени – на 26–56 %. Это говорит о существенном влиянии тарифа на электроэнергию на положение границы равноэкономичности вариантов 110 и 220 кВ. Следует также отметить, что граница применения вариантов 110 и 220 кВ при стоимости электроэнергии 0,8 руб/(кВт·ч) выходит на предел по максимальной мощности при $L = 23,57$ км, а при $\varphi_3 = 1,6$ руб/(кВт·ч) в диапазоне длин вплоть до 12,26 км применение варианта 110 кВ экономически целесообразнее варианта 220 кВ при любом значении $P_{1ц} \leq P_{1ц. макс}^{110}$.

Влияние *изменения числа часов использования максимума нагрузки* от 3000 до 7000 ч/год на положение границы областей применения напряжений 110 и 220 кВ отражено в табл. 3. При этом значение экономической плотности тока при $T_{нб} = 3000$ ч/год составляет $1,046 \text{ А/мм}^2$, а при $T_{нб} = 7000$ ч/год – $0,538 \text{ А/мм}^2$. Границы областей применения вариантов 110 и 220 кВ, построенные по данным табл. 3, представлены на рис. 6.

Таблица 3

Изменение граничной мощности при $T_{нб} = \text{var}$
 ($\text{ц}_{\text{э. баз}} = 1,2 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$, $E_{\text{баз}} = 0,1$)

$L, \text{ км}$		11,3	25	29,96	50	100	150
$P_{1ц, гр}, \text{ МВт},$ при $T_{нб}, \text{ ч/год}$	3000	—	—	58,30	45,29	37,33	35,39
	5000	58,30	34,87	32,25	26,74	23,94	23,14
	7000	38,50	22,56	21,30	18,90	17,55	17,15
$P_{1ц, гр}, \text{ о.е.}, \text{ при } T_{нб}, \text{ ч/год}$ *	3000	—	—	1,808	1,694	1,559	1,529
	7000	0,660	0,647	0,660	0,707	0,733	0,741

Как видно из табл. 3, снижение числа часов использования максимума нагрузки до 3000 ч/год приводит к наибольшему расширению зоны применения ВЛ 110 кВ. Увеличение граничной мощности при этом в области длин до 100 км доходит до 81 %, а в области больших длин этот прирост составляет примерно 52 %. В то же время увеличение $T_{нб}$ до 7000 ч/год сужает зону применения ВЛ 110 кВ в значительно меньшей степени – на 25–33 % во всем диапазоне длин линии. Значения длин линии 11,3 км при $T_{нб} = 7000$ ч/год и 29,96 км при $T_{нб} = 3000$ ч/год (табл. 3) определяются ограничением по максимальной мощности, т.е. при таких значениях длины ВЛ достигается величина $P_{1ц, макс}^{110}$ для соответствующего числа часов использования максимума нагрузки.

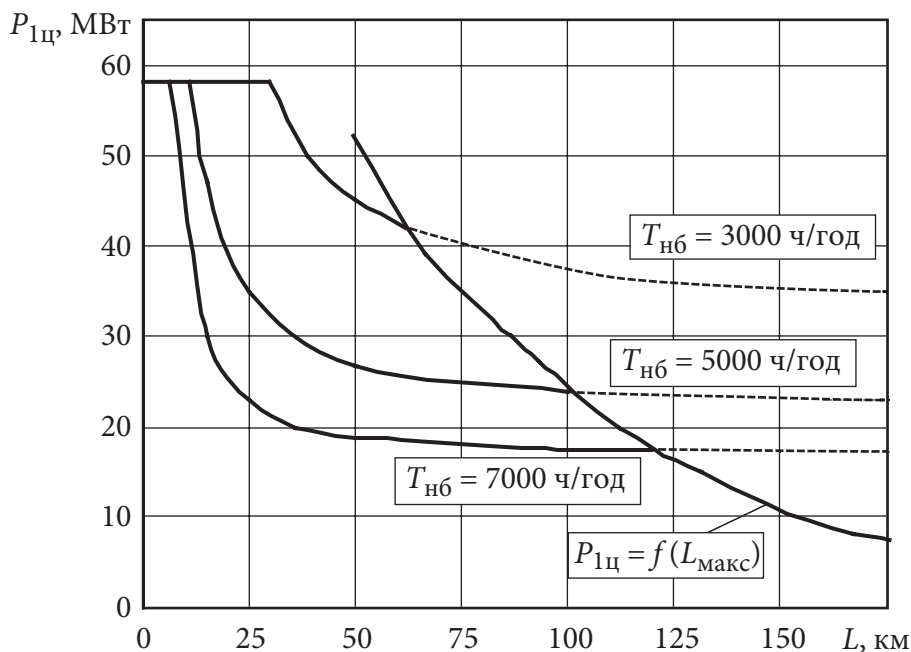


Рис. 6. Границы областей применения электропередач 110 и 220 кВ при $T_{нб} = \text{var}$

Общую зону неопределенности целесообразно определять из анализа совокупности зависимостей, полученных при вариации двух основных экономических параметров (E и $\varphi_{\text{э}}$) для каждого из значений $T_{\text{нб}}$ [9]. Из рассмотрения рис. 4 и 5 следует, что к расширению области применения варианта 110 кВ приводит увеличение нормы дисконта и снижение цены электроэнергии. Поэтому **верхняя граница зоны неопределенности решения** будет соответствовать следующему сочетанию экономических параметров при $T_{\text{нб}} = \text{const}$ и $T_{\text{р}} = T_{\text{р. баз}} = 10$ лет:

$$E = E_{\text{макс}} = 0,15 \text{ и } \varphi_{\text{э}} = \varphi_{\text{э. мин}} = 0,8 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

В свою очередь нижняя граница зоны неопределенности решения будет получена при следующем сочетании значений E и $\varphi_{\text{э}}$ при $T_{\text{нб}} = \text{const}$:

$$E = E_{\text{мин}} = 0,05 \text{ и } \varphi_{\text{э}} = \varphi_{\text{э. макс}} = 1,6 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Значения $P_{1\text{ц}}$, отвечающие условию равноэкономичности, при «максимальном» и «минимальном» сочетании неопределенных параметров при $T_{\text{нб}} = 5000$ ч/год даны в табл. 4 и 5 соответственно. На рис. 7 в координатах ($P_{1\text{ц}}$, L) представлены границы областей экономически целесообразного применения напряжений 110 и 220 кВ, соответствующие числу часов использования максимума нагрузки 5000 ч/год при сочетании параметров, дающих максимальное и минимальное положение границы области применения варианта 110 кВ. Там же штриховой линией показана аналогичная граница, построенная по данным [8]. Кроме того, там нанесена линия, ограничивающая область применения варианта 110 кВ по длине линии в соответствии с условиями поддержания напряжения на шинах 10 кВ ПСК в послеаварийном режиме.

Таблица 4

Изменение граничной мощности при «максимальном» сочетании параметров ($\varphi_{\text{э}} = 0,8$ руб/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), $E = 0,15$, $T_{\text{нб}} = 5000$ ч/год)

L , км	38,66	50	100	135,4	150	200
$P_{1\text{ц. гр}}$, МВт	58,30	51,99	40,69	37,90	37,34	35,82
$P_{1\text{ц. гр}}^*$, о.е.	2,003	1,945	1,700	1,623	1,614	1,573

Таблица 5

Изменение граничной мощности при «минимальном» сочетании параметров ($\varphi_{\text{э}} = 1,6$ руб/(\text{кВт}\cdot\text{ч}), $E = 0,05$, $T_{\text{нб}} = 5000$ ч/год)

L , км	14,05	14,3	25	50	100	150	200
$P_{1\text{ц. гр}}$, МВт	21,31	21,01	18,96	16,95	14,53	13,81	12,85
$P_{1\text{ц. гр}}^*$, о.е.	0,429	0,431	0,544	0,634	0,607	0,597	0,564

Анализ относительных значений граничной мощности из табл. 4 подтверждает, что при $E = 0,15$ и $\varphi_{\text{э}} = 0,8$ руб/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) зона применения напряжения 110 кВ имеет максимальное расширение. При этом ее граница хотя и приближается к границе областей применения напряжений 110 и 220 кВ, представленной в [8] на рис. 4.1, но все же по-прежнему смещена влево и вниз. При $E = 0,05$ и $\varphi_{\text{э}} = 1,6$ руб/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) область 110 кВ значительно сужается.

Как видно из зависимостей, представленных на рис. 7, вариация экономических параметров в принятых диапазонах позволила выявить общую зону неопределенности решения (заштрихованная зона). Ширина этой зоны весьма значительна по сравнению с общей площадью области экономически целесообразного применения варианта 110 кВ. Кроме того, кривая, отражающая ограничение по длине линии, значительно сужает область применения ВЛ 110 кВ. Это ограничение вступает в силу с 50 км для верхней границы зоны неопределенности, а для нижней – со 140 км.

При попадании в эту зону расчетной точки, соответствующей сочетанию заданных в качестве исходных данных при проектировании значений $P_{1ц.(зад)}$ и $L_{(зад)}$, решение вопроса о применении напряжения 110 или 220 кВ может быть принято лишь в том случае, если устранена неопределенность значений параметров E , $T_{нб}$ и $ц_э$.

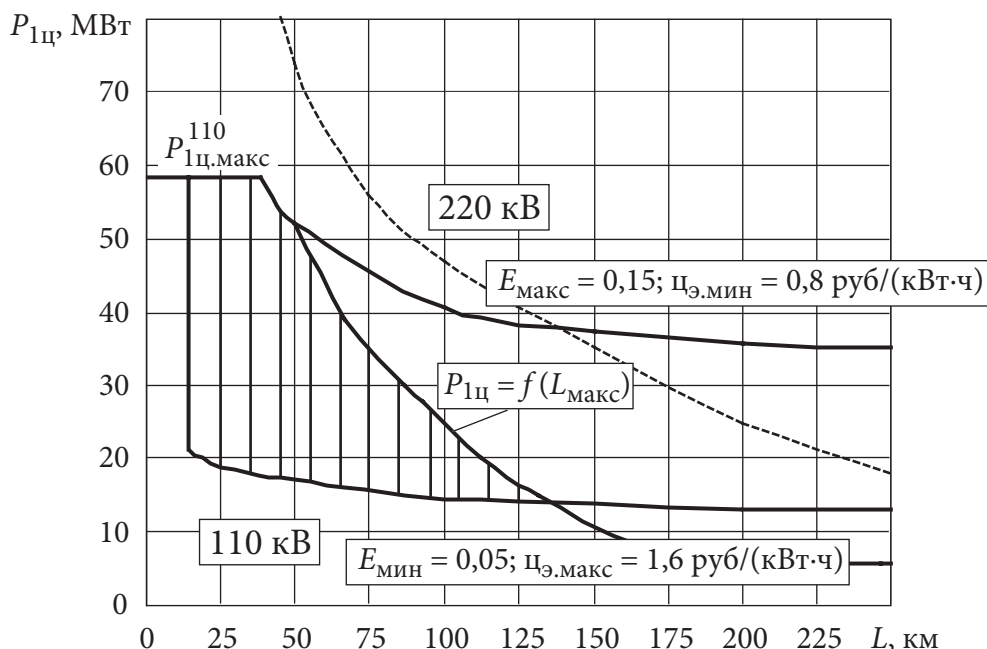


Рис. 7. Границы областей применения напряжений 110 и 220 кВ при $T_{нб} = 5000$ ч/год

Можно считать, что **верхняя граница** зоны неопределенности решения соответствует сегодняшнему положению в экономике страны в целом (увеличенная норма дисконта из-за достаточно высоких рисков инвестиций по причине все еще сохраняющейся нестабильности ситуации; относительно низкие тарифы на электроэнергию).

В свою очередь **нижнюю границу** зоны неопределенности решения следует рассматривать как соответствующую некоторому перспективному, **более стабильному положению** в экономике. Расчетный период в 10 лет можно рассматривать как экономически оправданный срок, в течение которого в условиях относительно стабильной экономики возможно прогнозирование изменения таких факторов, как уровень цен, индекс инфляции и т.п.

Выводы

1. Анализ результатов расчетов суммарных дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию электропередачи ($З_Σ$) показывает, что пересечение зависимостей $З_Σ$ для вариантов 110 и 220 кВ во всем диапазоне длин имеет место при числе цепей, равном 2. Таким образом, в современных условиях **сооружение ВЛ 110 кВ с числом цепей более двух экономически нецелесообразно** по сравнению с сооружением двухцепной линии 220 кВ.

2. По сравнению с известной границей зон применения напряжений 110 и 220 кВ, изображенной на рис. 4.1 в [8], полученная по современной методике граница для **базового варианта исходных**

данных на плоскости (P, L) смещена влево и вниз, т.е. **область применения варианта 110 кВ оказывается существенно более ограниченной**. Кроме того, при $L > 50$ км граница оказывается **практически горизонтальной**, т.е. изменение длины почти не влияет на граничную мощность, при которой сравниваемые варианты равноэкономичны.

3. Увеличение норматива дисконтирования (E) и числа часов использования максимума нагрузки ($T_{\text{нб}}$), а также уменьшение цены электроэнергии (c_3) приводят к расширению области применения варианта 110 кВ прежде всего за счет значительного увеличения граничных значений мощностей в области малых длин линии. В области больших длин ($L > 50$ км) относительное изменение граничной мощности (по отношению к базовому варианту) гораздо меньше и имеет тенденцию к стабилизации. Снижение норматива дисконтирования, $T_{\text{нб}}$ и увеличение c_3 приводит к сужению области применения ВЛ 110 кВ, но в несколько меньшей степени по сравнению с ее расширением.

4. При сочетании экономических параметров, обеспечивающем **максимальное расширение области** применения варианта 110 кВ ($E = 0,15$ и $c_3 = 0,8$ руб/кВт·ч), граница указанной области закономерно приближается к упомянутой выше известной границе, полученной в условиях, когда стоимость электроэнергии была относительно невелика, а нормативный срок окупаемости (8,33 года) и соответствующий ему нормативный коэффициент ($E_n = 0,12$ 1/год) обуславливали занижение составляющей приведенных затрат, пропорциональной стоимости сооружения.

В перспективе, если экономическое развитие страны будет идти в соответствии с оптимистическим сценарием, **зона целесообразного применения напряжения 110 кВ будет существенно более ограниченной** по сравнению с той, которая канонизировалась в сознании проектировщиков электрических сетей в эпоху плановой экономики.

Литература

1. **Энергетическая стратегия России до 2020 года**. М.: Изд-во РИА ТЭК, 2003.
2. **Раппопорт А.Н.** Основные направления стратегии развития Единой национальной электрической сети. «Энергетик», 2004, № 3.
3. **Грюнталь Ю.Л., Шеренцис А.Н.** Электропередачи 330 кВ, их характеристики и перспективы применения в СССР. «Электричество», 1959, № 9.
4. **Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов** (вторая редакция). Официальное издание. М.: Экономика, 2000.
5. **Зуев Э.Н.** Выбор основных параметров линий электропередачи районных электрических сетей в современных условиях. М.: Информэлектро, 2003.
6. **Ефентьев С.Н., Зуев Э.Н.** О соотношении затрат на сооружение и эксплуатацию воздушных линий электропередачи 110–220 кВ в современных условиях. «Вестник МЭИ», часть 1, 2002, № 2.
7. **Ефентьев С.Н., Зуев Э.Н.** О соотношении затрат на сооружение и эксплуатацию воздушных линий электропередачи 110–220 кВ в современных условиях. «Вестник МЭИ», часть 2, 2002, № 4.
8. **Справочник по проектированию электроэнергетических систем**. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. **Ефентьев С.Н.** Развитие методики технико-экономического анализа при выборе основных параметров электрических сетей с учетом неопределенности исходной информации. Автореферат канд. дисс. М.: МЭИ, 2004.

В помощь производству

О ЗАМЕНЕ ПРЯМОТОЧНОЙ СХЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХОВ ТОПЛИВОПОДАЧИ ТЭС НА ОБОРОТНУЮ

К.т.н. Г.В. Сакаш (ОАО «Красноярскэнерго»),
Т.А. Сакаш (МУП «Красноярский горводоканал»)

На действующих ТЭС Сибири, работающих на бурых углях, в цехах топливоподачи вода используется для гидроуборки и аспирации трактов подачи топлива, так как накапливающаяся сухая угольная пыль является взрывоопасной смесью. При этом используются прямоточные схемы водоснабжения, в которых вода, загрязненная угольными частицами с концентрацией до 22 г/дм³, сбрасывается на золоотвалы систем гидрозолоудаления (ГЗУ) электростанций. Эти сбросы являются одной из причин переполнения золоотвалов электростанций [1]. Из переполненных золоотвалов излишки щелочных сточных вод (рН = 12,0–12,5) приходится сбрасывать в природные водоемы. Основными примесями сбрасываемых в природные водоемы щелочных стоков являются сульфаты, хлориды, катионы Ca²⁺, Mg²⁺, K⁺, Na⁺ (далее «катионы») и взвешенные вещества в виде карбоната кальция. Угольная взвесь полностью осаждается на золоотвале и в природные водоемы не сбрасывается.

Модернизация схемы водоснабжения цеха топливоподачи на Красноярской ТЭЦ-2 заключается в переходе от прямоточной схемы использования воды к оборотной, включающей дополнительный узел очистки сточной воды от взвешенных угольных частиц.

Эффект от замены прямоточной схемы водоснабжения цехов топливоподачи ТЭС определяется с учетом прямых последствий применения оборотной схемы [2].

К прямым последствиям относятся:

- ♦ утилизация из сточной воды частиц угля после отстаивания стоков топливоподачи, используемого в дальнейшем в качестве топлива для котлов (возвращенный уголь);
- ♦ снижение забора воды из природных водоемов;
- ♦ сокращение сброса щелочных сточных вод из систем ГЗУ в природные водоемы.

Общий экономический эффект от замены прямоточной схемы водоснабжения цехов топливоподачи складывается из следующих составляющих:

- ♦ стоимость возвращенного угля;
- ♦ снижение платы за забор воды из водоемов;
- ♦ снижение платы за сброс щелочных вод из системы ГЗУ в природные водоемы.

Снижение платы за сброс щелочных вод в водоемы определяется как сумма платы за сброс стоков в водоемы и стоимости предотвращенного экологического ущерба.

Стоимость возвращенного угля определялась исходя из цены на уголь в 2000 г. (96,26 руб/т, компания «Красуголь»).

В соответствии с [3] по действующему в 2000 г. тарифу плата за забор воды из природных водоемов составляла 16,8 руб/тыс. м³, за сброс стоков в природные водоемы – 9,2 руб/тыс. м³.

Для расчета предотвращенного экономического ущерба использованы результаты обследования качественного состава сточных вод ТЭС и крупных котельных Красноярского края, а также результаты экспериментальных исследований по очистке сточных вод на Красноярской ТЭЦ-2. При этом средняя концентрация взвешенных веществ и средняя суммарная концентрация сульфатов, хлоридов, катионов при определении сбрасываемых в природные водоемы масс равнялись соответственно 1,49 и 0,97 г/дм³. Необходимо отметить, что сбрасываемые со щелочными водами из систем ГЗУ в природные водоемы взвешенные вещества представляют собой карбонат кальция, который выпадает в осадок при понижении рН в момент смешивания стоков из систем ГЗУ (рН = 12,0–12,5) с речными водами (рН = 7–8).

Определение предотвращенного экологического ущерба проведено по методике [4] с использованием региональных показателей удельного ущерба, представляющих собой удельные стоимостные оценки ущерба на единицу приведенной массы загрязняющих веществ (условная тонна – у. т).

Приведенная масса загрязняющих веществ представляет собой условную величину, позволяющую в сопоставленном виде отразить вредность или экологическую опасность всей суммы разнообразных загрязнений, поступающих в водную среду со щелочными стоками ТЭС и котельных.

Расчет проведен по формуле:

$$Y_{\text{пр}} = (Y_{\text{уд}} \sum M_j) K_{\text{э}}, \quad (1)$$

где $Y_{\text{пр}}$ – предотвращенный экологический ущерб водным ресурсам в Красноярском крае в результате сокращения сброса щелочных сточных вод, тыс. руб.; $Y_{\text{уд}}$ – показатель удельного ущерба (цены загрязнения) водным ресурсам, наносимого единицей приведенной массы загрязняющих веществ, для водного объекта в Красноярском крае принимается равным 7600,4 руб/у. т по [4]; M_j – приведенная масса загрязняющих веществ, не поступивших (не допущенных к сбросу) в водный объект в результате сокращения сброса вредных веществ со щелочными сточными водами с j -ой ТЭС или котельной, тыс. у. т; $K_{\text{э}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водных объектов, по бассейну реки Енисей, принимается равным 1,3 [4].

Приведенная масса загрязняющих веществ рассчитывается по следующей формуле:

$$M_j = m_j K'_{\text{э}}, \quad (2)$$

где m_j – фактическая масса не допущенного к попаданию в водный объект загрязняющего вещества, т; $K'_{\text{э}}$ – коэффициент относительной эколого-экономической опасности для загрязняющего вещества или группы веществ. Для взвешенных веществ $K'_{\text{э}}$ принимается равным 0,15, а для сульфатов, хлоридов, катионов – 0,05 [4, 5].

В качестве основы для расчетов приведенной массы загрязнений использовались утвержденные предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в воде водоемов рыбохозяйственного значения (как наиболее жесткие), численные значения которых принимались в соответствии с [6]. Коэффициент эколого-экономической опасности загрязняющих веществ определялся с помощью ПДК:

$$K'_{\text{э}} = 1/(\text{ПДК}).$$

Результаты определения экономического эффекта от замены прямоточной схемы водоснабжения цехов топливоподачи на обратную по натуральным и стоимостным показателям приведены соответственно в табл. 1 и 2.

Сброс щелочных вод из пруда системы ГЗУ на Красноярской ТЭЦ-2 в природный водоем рыбохозяйственного назначения (река Енисей) сокращен на 585,2 тыс. м³/год.

Это сокращение происходит за счет прекращения сбросов на золоотвал стоков от цеха топливоподачи (569,4 тыс. м³/год) и шлама осветлителей из химцеха электростанции (15,8 тыс. м³/год).

При сбросе шлама осветлителей на золоотвал происходит переполнение золоотвала, но возможно эффективное использование шлама в качестве коагулянта для очистки стоков топливоподачи [2]. При переходе в цехе топливоподачи Красноярской ТЭЦ-2 на обратную схему водоснабжения сброс щелочных вод из системы ГЗУ в реку Енисей уменьшится на 31,5 % по сравнению с имеющимся в настоящее время.

Реализация оборотной схемы водоснабжения цеха топливоподачи на Красноярской ТЭЦ-2 или использование очищенных стоков в других цехах станции позволяет сократить забор воды из реки Енисей примерно на 570 тыс. м³/год, значительно сократить сброс щелочных вод (рН = 12,0–12,5) из пруда системы гидрозолаудаления в протоку Абаканскую (река Енисей), получить более 11,4 тыс. т/год возвращенного угля. Вместе со щелочными водами предотвращается сброс в природный водоем 849,3 т/год взвешенных веществ в виде карбоната кальция и 552,9 т/год сульфатов, хлоридов, катионов.

Экономия от возврата угля составляет 1092,6 тыс. руб/год. Ущерб от сброса в природный водоем взвешенных веществ равен 1258,7 тыс. руб/год, а от сброса сульфатов, хлоридов, катионов – 273,2 тыс. руб/год.

Таблица 1

**Эффективность замены прямоточной схемы водоснабжения цехов топливоподачи
в натуральных показателях**

Название ТЭС, ГРЭС, котельных	Сокращение забора воды из водоемов, тыс. м ³ /год	Масса возвращенного угля, тыс. т/год	Сокращение сброса щелочных вод в водоемы		
			Объем стоков, тыс. м ³ /год	Взвешенные вещества, т/год	Сульфаты, хлориды, катионы, т/год
Красноярская ТЭЦ-1	859,8	17,2	860,7	1282,4	834,9
Красноярская ТЭЦ-2	569,4	11,4	585,2	849,3	552,9
Красноярская ТЭЦ-3	131,0	2,6	131,1	195,3	127,2
Сосновоборская ТЭЦ	74,0	1,5	74,1	110,4	71,9
Канская ТЭЦ	96,8	1,9	96,9	144,4	94,0
Минусинская ТЭЦ	136,7	2,7	136,8	203,8	132,7
Березовская ГРЭС-1	1076,2	21,5	1077,3	1605,2	1045,0
Красноярская ГРЭС-2	854,1	17,1	855,0	1274,0	829,4
Назаровская ГРЭС	1400,7	27,9	1402,2	2089,3	1360,1
ТЭЦ Ачинского глиноземного комбината	336,0	6,7	336,3	501,1	326,2
Котельная Красноярского алюминиевого завода	68,3	1,4	68,4	101,9	66,4
Всего	5603,0	111,9	5608,8	8357,1	5440,7

Таблица 2

**Эффективность замены прямоточной схемы водоснабжения цехов топливоподачи
в стоимостном выражении**

Название ТЭС, ГРЭС, котельных	Снижение платы за забор воды из водоемов, тыс. руб/год	Стоимость возвра- щенного угля, тыс. руб/год	Снижение платы за сброс щелочных вод в водоемы, тыс. руб/год			Общий экономи- ческий эффект, тыс. руб/год
			Плата за сброс в водоем	Ущерб от сброса в водоем взвешен- ных веществ	Ущерб от сброса в водоем сульфатов, хлоридов, катионов	
Красноярская ТЭЦ-1	14,5	1649,8	7,9	1900,6	412,5	3985,3
Красноярская ТЭЦ-2	9,6	1092,6	5,2	1258,7	273,2	2639,3
Красноярская ТЭЦ-3	2,2	251,3	1,2	289,5	62,8	607,0
Сосновоборская ТЭЦ	1,3	142,1	0,7	163,6	35,5	343,2
Канская ТЭЦ	1,6	185,8	0,8	214,0	46,4	448,6
Минусинская ТЭЦ	2,3	262,3	1,3	302,1	65,6	633,6
Березовская ГРЭС-1	18,1	2065,0	9,8	2378,9	516,4	4988,2
Красноярская ГРЭС-2	14,4	1638,9	7,8	1888,1	409,8	3959,0
Назаровская ГРЭС	23,6	2687,7	12,8	3096,4	672,1	6492,6
ТЭЦ Ачинского глиноземного комбината	5,7	644,6	3,1	742,6	161,2	1557,2
Котельная Красноярского алюминиевого завода	1,2	131,1	0,6	151,0	32,8	316,7
Всего	94,5	10751,2	51,2	12385,5	2688,3	25970,7

Переход цеха топливоподачи на оборотную схему водоснабжения не должен ограничиваться только одной станцией – Красноярской ТЭЦ-2. Эффективность внедрения предложенной схемы водоснабжения цехов топливоподачи по всему Красноярскому краю, выраженная в натуральных показателях, составляет:

- ◆ утилизация угля – 111,9 тыс. т/год;
- ◆ снижение забора воды из водоемов – 5603,0 тыс. м³/год;
- ◆ сокращение объемов стоков, сбрасываемых в природные водоемы, – 5608,8 тыс. м³/год;
- ◆ сокращение сбросов:
 - взвешенных веществ – 8357,1 т/год;
 - сульфатов, хлоридов, катионов – 5440,7 т/год.

Возможность успешного тиражирования схемы оборотного водоснабжения цехов топливоподачи должна быть надежно обоснована.

Сравнение применяемых на ТЭС и крупных котельных Красноярского края схем водоподготовки, схем водоснабжения цехов топливоподачи, качества исходной воды, забираемой из природных источников, а также типа используемых в регионе бурых углей показало, что имеется реальная возможность унификации полученных результатов для всех ТЭС Красноярского края. Это подтверждается однотипными схемами водоподготовки, в которых используются осветлители со взвешенным осадком и в качестве реагента – сернокислый алюминий. Используются также бурые угли региона схожего качества. Качество сточных вод цехов топливоподачи на ТЭС края отличается незначительно, так как схемы аспирации и гидроуборки трактов топливоподачи аналогичны схемам на Красноярской ТЭЦ-2.

На процесс коагуляции и свойства шлама влияют следующие основные факторы: качество исходной воды, доза коагулянта, условия перемешивания воды с коагулянтом.

К основным показателям качества природной воды, оказывающим существенное влияние на процесс коагуляции, относятся: дисперсный состав и концентрация взвешенных веществ, цветность воды, pH, минерализация, а также температура обрабатываемой воды.

Имеющиеся в Красноярском крае ТЭС и крупные котельные станции расположены, в основном, вблизи крупных поверхностных водотоков: реки Енисей, Кан, Чулым.

Река Енисей является источником снабжения водой для технологических целей Кызыльской ТЭЦ, Минусинской ТЭЦ, Красноярской ТЭЦ-1, Красноярской ТЭЦ-2, Красноярской ТЭЦ-3, Сосновоборской ТЭЦ, котельной Красноярского алюминиевого завода.

Река Кан (правый приток реки Енисей) снабжает водой Красноярскую ГРЭС-2 и Канскую ТЭЦ.

Река Чулым (правый приток реки Обь) снабжает водой Назаровскую ГРЭС, котельную Ачинского глиноземного комбината.

Схожесть качественных характеристик природных вод рек Енисей, Кан, Чулым, коагулянта и его доз, схем водоподготовки определяют однотипность свойств шлама осветлителей со взвешенным осадком, который может быть использован в качестве коагулянта при очистке стоков топливоподачи от частиц угля.

Сведения по примерному дисперсному составу взвесей в реках Енисей, Кан и Чулым приведены в табл. 3.

Таблица 3

Гранулометрический состав частиц взвеси в воде рек Красноярского края, вес. %

Река	Размер частиц, мм						
	1,0–0,5	0,5–0,2	0,2–0,1	0,1–0,05	0,05–0,01	0,01–0,005	< 0,005
Енисей	1,5	2,0	5,5	14,9	50,1	16,0	10,0
Кан	3,6	4,7	17,1	28,2	32,8	7,9	5,7
Чулым	4,2	5,1	14,1	20,9	39,6	9,1	7,0

Как видно из табл. 3, основную часть гранулометрического состава в воде этих рек представляют частицы взвеси размером в диапазоне 0,1–0,01 мм. Суммарное содержание в воде частиц взвеси размером менее 0,1 мм: река Енисей – 91,0; река Кан – 74,6; река Чулым – 76,6 вес. %. Последнее обстоятельство позволяет отнести взвеси, содержащиеся в воде этих рек, к мелкодисперсным. В воде рек Кан и Чулым по сравнению с водой реки Енисей содержится несколько больше крупнодисперсных фракций. Это объясняется зарегулированностью стока реки Енисей и наличием крупных водохранилищ, служащих дополнительными отстойниками. В целом дисперсный состав взвесей в этих реках можно считать однотипным.

Качество воды в реках Енисей, Кан и Чулым приведено в табл. 4. Концентрация взвешенных веществ наименьшая в воде реки Енисей. Цветность воды реки Енисей увеличилась после зарегулирования режима сброса (ввода в эксплуатацию водохранилищ).

Таблица 4

Показатели качества воды в реках Красноярского края

Показатель	Река		
	Енисей	Кан	Чулым
Концентрация взвешенных веществ, мг/дм ³			
– максимальная	90	220	250
– средняя	10–12	20–30	15–23
Цветность, град.	5–23	3–10	3–12
рН	7,0–7,8	7,2–7,6	7,1–8,0
Температура, °С	0,1–18,5	0,1–19,7	0,1–20,1
Минерализация (максимальная), мг/дм ³	150	195	148

Цветность воды в реках Кан и Чулым меньше, чем в реке Енисей. Значение рН в водах этих рек и минерализация воды отличаются незначительно. Слабощелочная реакция речной воды наблюдается в течение всего года, причем максимальные значения рН характерны для летних месяцев, а минимальные – для осенне-зимнего периода года.

Гидрологический режим крупных рек Красноярского края характеризуется рядом особенностей, вызванных специфическими природно-климатическими условиями, например неравномерностью распределения годового стока с ярко выраженным весенним паводком.

В целом в качественном отношении вода отличается невысокой минерализацией с незначительным содержанием солей кальция и магния. Вода рек Енисей, Кан и Чулым относится к одному классу – гидрокарбонатно-кальциевому.

По технологии очистки воды для питания котлов исходная вода нагревается перед коагуляцией до температуры 25–30 °С. Поэтому разница в температуре воды в реках (особенно летом) не влияет на процесс коагуляции. Доза коагулянта на разных ТЭС и котельных находится в пределах 0,2–1,0 мг-экв/дм³.

На всех ТЭС и котельных Красноярского края в качестве коагулянта при очистке природных вод в осветлителях со взвешенным осадком используется, как и на Красноярской ТЭЦ-2, сернокислый алюминий (ГОСТ 12966-67 «Глинозем сернокислый технический (очищенный) твердый, сорт В»). Поставщиком этого глинозема является Ачинский глиноземный комбинат.

Заключение

Замена прямоточной схемы водоснабжения трактов топливоподачи на оборотную приводит к утилизации из сточной воды угля, используемого в дальнейшем в качестве топлива, снижению забора воды из природных водоемов, сокращению сброса щелочных сточных вод из систем ГЗУ в природные водоемы.

При внедрении оборотной схемы водоснабжения на Красноярской ТЭЦ-2 сброс щелочных вод в реку Енисей сокращается на 31,5 %, экономия угля составляет более 11,4 тыс. т/год, уменьшается забор воды из реки Енисей примерно на 570 тыс. м³/год.

Возможность распространения опыта Красноярской ТЭЦ-2 на другие электростанции Красноярского края вполне реальна вследствие использования однотипных схем водоподготовки и схем водоснабжения цехов топливоподачи. Экономический эффект от внедрения предложенной

разработки для Красноярского края составит 25970,7 тыс. руб/год. Возврат угля составит примерно 112 тыс. т/год.

Затраты на внедрение оборотной схемы водоснабжения цеха топливоподачи Красноярской ТЭЦ-2 составят, по предварительным расчетам, примерно 1,2 млн руб. и окупятся менее чем за полгода эксплуатации.

Литература

1. **Сакаш Г.В.** Очистка промышленных стоков цехов топливоподачи ТЭС. «Новое в Российской электроэнергетике», 2005, № 3.
2. **Сакаш Г.В.** Очистка сточных вод цехов топливоподачи ТЭС. «Промышленная энергетика», 2003, № 6.
3. **Закон Красноярского края** № 6-343 от 06.04.99 «О плате за пользование водными объектами». Законодательное собрание Красноярского края, г. Красноярск.
4. **Методика** определения предотвращенного экологического ущерба. Госкомитет РФ по охране окружающей среды. М.: Госкомитет РФ по охране окружающей среды, 1999.
5. **Инструктивно-методические указания** по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды. М.: Минприроды РФ, 1993.
6. **Перечень рыбохозяйственных нормативов:** предельно допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) вредных веществ для воды водных объектов, имеющих рыбохозяйственное значение. М: Изд-во ВНИРО, 1999.

ТЕХНОЛОГИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОТМЫВКИ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

А.В. Горбунов, В.Е. Серов (МЭИ-ТУ),
М.О. Кутянин (ООО «АРИАН-МК»)

При эксплуатации водогрейных котлов практически всегда наблюдается образование отложений на теплообменных поверхностях. Состав и скорость образования отложений существенно зависят от водного режима, температурных условий и конструктивных особенностей котла. При загрязненности поверхностей нагрева свыше 1000 г/м^2 проводят химические очистки котлов. Состав моющей композиции и технологический режим очистки выбирают на основе анализа состава и количества отложений. В настоящее время технологии химических очисток регламентированы соответствующими инструкциями [1, 2], однако при использовании водогрейных котлов иностранных фирм зачастую приходится адаптировать существующие технологии отмывок к их конструктивным особенностям. Одновременно необходимо решать и задачи обезвреживания промывочных растворов.

Нарушение водно-химического режима водогрейных котлов № 1, 2 типа ТФ-25-12-2,5 котельной города Руза в результате подпитки сырой водой привело к образованию значительных отложений, затрудняющих дальнейшую эксплуатацию, и потребовало разработки технологии их отмывки.

После останова на котле № 2 была проведена вырезка и замена поврежденных жаровых труб, что позволило ориентировочно оценить состав и характер отложений. В результате анализа была выявлена высокая степень неравномерности отложений: от $100\text{--}1000 \text{ г/м}^2$ по основной части жаровых труб до 5000 г/м^2 и более в районе трубных досок. Общее количество отложений на котле составило ориентировочно $300\text{--}350 \text{ кг}$. Химический анализ отложений, взятых в нескольких местах по длине жаровых труб и с трубной доски, показал, что в среднем в отложениях содержится до $35\text{--}40 \%$ карбоната кальция, до 50% оксидов железа и $5\text{--}10 \%$ нерастворимых примесей.

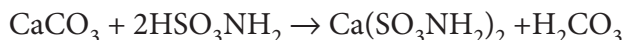
Обычно при загрязненности более 1500 г/м^2 в соответствии с [1] рекомендуется химическая отмывка ингибированной соляной кислотой. Однако высокая неравномерность отложений и связанная с этим опасность интенсивной коррозии при проведении отмывки потребовали поиска менее агрессивных моющих композиций. В связи с этим в лабораторных условиях предварительно оценивалась эффективность отмывки указанных отложений с помощью сульфаминовой кислоты различной концентрации, низкомолекулярных поликарбоновых кислот, а также смесей сульфаминовой кислоты с трилоном Б и с лимонной кислотой. С учетом большого водяного объема котлов ТФ лабораторные исследования эффективности растворения отложений проводились при низких скоростях омывания отложений. Кроме того, все моющие композиции были ингибированы каптаксом ($0,01 \%$) в смеси с ОП-7 ($0,05\text{--}0,1 \%$).

Лабораторные опыты показали достаточно высокую растворяющую способность указанных моющих композиций, хотя скорость растворения отложений была различна и повышалась до приемлемых значений с увеличением концентрации кислоты или температуры. Наиболее эффективной для условий отмывки котлов оказалась смесь сульфаминовой ($3\text{--}4 \%$) и лимонной ($0,2\text{--}0,3 \%$) кислот при температуре $60\text{--}80 \text{ }^\circ\text{C}$. В этом случае интенсивность растворения отложений достигала примерно $600\text{--}800 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)}$. Такой же скоростью растворения отложений характеризуются и чистые растворы сульфаминовой кислоты той же концентрации, однако при их использовании высока доля взвешенных примесей (в основном оксидов железа), затрудняющих последующий сброс нейтрализованных промывочных растворов. Добавки лимонной кислоты вследствие высокой комплексообразующей способности позволяют перевести продукты коррозии, имеющиеся в составе отложений, в растворимое состояние.

Как сульфаминовая, так и лимонная кислоты поставляются промышленностью в виде порошка, поэтому удобны для хранения, транспортировки и применения. Кроме того, они сравнительно безопасны при попадании на тело и спецодежду.

Основной компонент – сульфаминовая кислота (HSO_3NH_2) – является кислотой средней силы. Все соли, образующиеся в процессе реакции растворения отложений этой кислотой, обладают высокой растворимостью, превышающей растворимость соответствующих солей – не только сульфатов, но и хлоридов [3].

В соответствии с реакцией растворения карбоната кальция



потребное количество сульфаминовой кислоты составляет 1,94 г на один грамм отложений, что примерно в полтора раза больше, чем при использовании технической соляной кислоты. И хотя стоимость сульфаминовой кислоты превышает стоимость ингибированной соляной кислоты, ее значительно меньшая агрессивность и высокая технологичность позволяют рекомендовать моющую композицию на ее основе для проведения отмывок котлов ТФ.

Эффективность химических очисток во многом определяется схемой циркуляции промывочного раствора и отмывочной воды. Обычно она состоит из контура циркуляции промывочного раствора и включает также узел реагентного хозяйства, емкости для накопления воды и установки нейтрализации и обезвреживания отработанных промывочных растворов. Основными требованиями, предъявляемыми к схемам очистки, являются обязательная выдержка необходимых скоростей (не менее 0,3 м/с), минимальный водяной объем схемы и свободное и полное дренирование всех трубопроводов и котла, возможность подогрева промывочных растворов. Одновременное выполнение всех требований применительно к котлам типа ТФ практически невозможно, прежде всего, из-за относительно большого водяного объема. Поэтому разработка схемы очистки осуществлялась исходя из условия минимальных монтажных работ при максимальном использовании имеющегося оборудования.

Циркуляционный контур включает бак отмывочного раствора, насос и котел, соединенные подводными и отводящими трубопроводами. Циркуляционный насос включен в рассечку между трубопроводами прямой и обратной сетевой воды взамен растопочного насоса. Такое включение насоса позволяет осуществлять циркуляцию промывочного раствора по штатной схеме циркуляции воды в котле.

Перед началом промывки котел заполняется подогретой до требуемой температуры (60–80 °С) сетевой водой. Одновременно сетевой водой заполняется бак промывочного раствора до уровня, обеспечивающего нормальную работу промывочного насоса. После заполнения котел отсекается от трубопроводов прямой и обратной сетевой воды, включается насос и осуществляется предкислотная отмывка котла водой в течение 0,5–1 ч с последующим сбросом воды в дренаж.

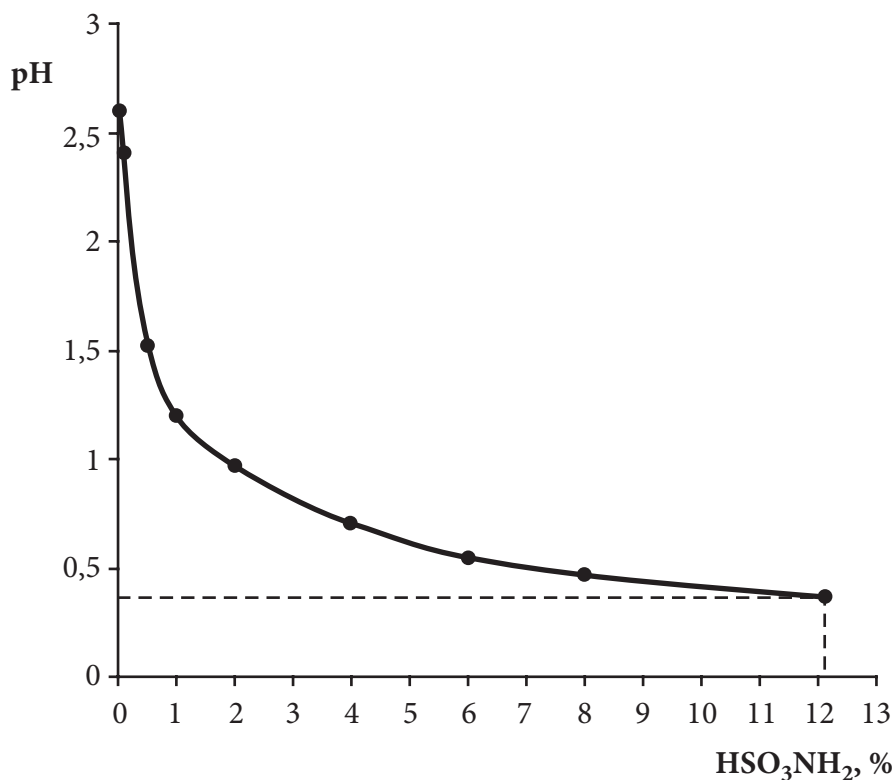
Для проведения кислотной отмывки котел вновь заполняется подогретой сетевой водой. Заполнение бака отмывочного раствора проводится до уровня несколько ниже (на 0,1–0,2 м) люка загрузки реагента. После включения насоса через загрузочный люк проводится загрузка реагентов в следующей последовательности: сначала загружается предварительно растворенный в ОП-7 каптакс, затем – сульфаминовая и лимонная кислоты. Контроль концентрации кислоты осуществляется примерно через 15–20 мин после загрузки по значению рН промывочного раствора в соответствии с зависимостью, приведенной на рисунке.

Начальная концентрация кислоты должна находиться в пределах 2–3 % (рН = 1,0–0,8). Оперативный контроль за ходом отмывки осуществляется по увеличению рН, жесткости и концентрации железа в пробах промывочного раствора, отбираемых с напорной магистрали с периодичностью примерно один раз в час. Кислотная отмывка считается завершенной при стабилизации жесткости (железа, рН) в двух-трех последовательных пробах.

После завершения кислотной отмывки осуществляется нейтрализация остаточной кислотности известью (кальцинированной содой). Загрузка извести осуществляется также через люк загрузки реагентов при работающем насосе. Потребный расход извести определяется из соотношения:

$$m = 37 K_{\text{ост}} V g / 100,$$

где $K_{\text{ост}}$ – остаточная кислотность, г-экв/м³; V – объем промывочного раствора, м³; g – процентное содержание активного вещества в извести; 37 – эквивалентная масса извести, г/г-экв.



Калибровочная кривая для определения концентрации (массовая доля, %) сульфаминовой кислоты по значениям pH промывочного раствора

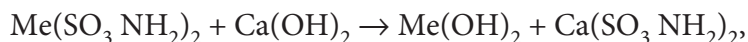
После доведения pH до требуемого значения (6,5–7,5) насос останавливается, перекрываются задвижки на подводящем и отводящем трубопроводах и осуществляется вытеснение промывочного раствора сетевой водой из котла через дренаж в бак сбора и обезвреживания промывочного раствора. Контроль за вытеснением промывочного раствора осуществляется по изменению мутности или жесткости. После окончания вытеснения вновь собирается схема отмывки и проводится водная промывка котла до стабилизации жесткости. Водная промывка повторяется, если в ее процессе наблюдается высокая жесткость и мутность воды. Окончательная водная отмывка осуществляется по штатной схеме сетевыми насосами с обязательным последующим дренированием котлов. При значительной массе отложений операции кислотной отмывки и последующих водных промывок повторяются.

К вредным органическим примесям в моющей композиции на основе сульфаминовой и лимонной кислот относятся только ингибиторы коррозии – каптакс и ОП-7. Следует, однако, учитывать, что согласно литературным данным [4] концентрация ингибиторов в процессе очистки резко падает как за счет их адсорбции на поверхности металла, так и за счет химических превращений в растворах кислот. В результате этих процессов концентрация каптакса в промывочных растворах находится

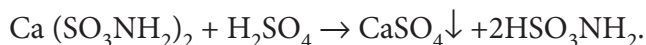
в пределах чувствительности метода его определения, а концентрация ОП-7 снижается вдвое. Для возможности биохимической очистки промывочных вод совместно с бытовыми вода, подаваемая на очистные сооружения, должна отвечать следующим требованиям: концентрация железа не более 5 мг/л, ОП-7 – не более 40 мг/л. Поэтому рекомендуют снижать концентрацию ОП-7 в моющих композициях до 0,05 % [4].

Применительно к условиям отмывки водогрейных котлов котельной наряду с обезвреживанием промывочных растворов может быть реализован и метод восстановления сульфаминовой кислоты из отработанного раствора для ее повторного использования.

По этому методу после известкования отработанного раствора и отделения шлама получают относительно чистый раствор сульфата кальция:



где Me – Fe, Mg и другие сопутствующие в накипи или стравливаемые из конструкционных материалов ионы металлов. Полученный после известкования раствор подкисляют серной кислотой до $\text{pH} \approx 1,0$:



Образующийся в результате реакции осадок CaSO_4 отделяется от раствора, а сульфаминовая кислота используется на второй стадии отмывки. Реализация указанной технологии позволит примерно в 1,5–2 раза сократить расход сульфаминовой кислоты на отмывку и таким образом снизить реагентную составляющую затрат.

Литература

1. **Типовая инструкция** по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов. М.: Союзтехэнерго, 1980.
2. **Руководство по проектированию** обработки и очистки производственных сточных вод тепловых электростанций. М.: Информэнерго, 1976.
3. **Использование сульфаминовой кислоты** для удаления карбонатной накипи из системы горячего водоснабжения / В.И. Максин, О.З. Стандритчук, И.Г. Вахнин и др. «Химия и технология воды», т. 11, 1989, № 7.
4. **Химическая очистка** теплоэнергетического оборудования. Вып. 2. Под общей ред. Т.Х. Маргуловой. М.: Энергия, 1978.

НАДЕЖНОСТЬ И ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ И pH В СИСТЕМАХ МОНИТОРИНГА ВОДНОГО РЕЖИМА КОНДЕНСАТНО-ПИТАТЕЛЬНОГО ТРАКТА ТЭС И АЭС

Д.т.н. Б.М. Ларин, Е.В. Козюлина, к.т.н. Е.Н. Бушуев
(Ивановский государственный энергетический университет)

Нарушения норм качества теплоносителя энергоблоков с котлами СВД и СКД связаны, прежде всего, с присосами охлаждающей воды в конденсаторах турбин, с нарушением качества добавочной воды или режима дозирования корректирующих реагентов. В этих условиях химконтроль должен обеспечивать своевременное получение надежной информации о нормируемых параметрах водно-химического режима (ВХР) путем прямого измерения или косвенного (расчетного) определения соответствующих показателей [1, 2].

Согласно правилам технической эксплуатации в разных точках конденратно-питательного тракта (КПТ) энергоблока контролируются следующие показатели:

- ♦ удельная электропроводность прямой пробы (χ) или Н-катионированной пробы (χ_H) (при этом $\chi_H < 1,0$ мкСм/см – для ТЭЦ и $\chi_H < 0,3$ мкСм/см – для ГРЭС), pH, концентрации аммиака (C_{NH_3}), натрия (C_{Na+}), а также общая щелочность, общая жесткость;
- ♦ концентрации ионов железа и меди, содержание кислорода и др.

При этом первая группа характеризует названные выше, как правило, быстroteкущие нарушения ВХР КПТ и только первые три показателя (χ , χ_H , pH) измеряются автоматическими промышленными приборами с высокой разрешающей способностью. Другие показатели либо не отличаются высокой точностью или надежностью измерений в области предельно разбавленных растворов, какими являются конденсат и питательная вода энергоблоков, либо определяются методами ручного химического анализа. Как то, так и другое снижает оперативность и надежность химического контроля качества питательной воды энергетических котлов и создает значительные препятствия в разработке и внедрении систем химико-технологического мониторинга (СХТМ) водно-химического режима на ТЭС с барабанными и прямоточными котлами.

Надежность измерений обеспечивается способностью анализатора выполнять заданные функции при сохранении своих эксплуатационных показателей в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени. В широком смысле надежность характеризуется сохранением класса точности анализатора в процессе эксплуатации, т.е. параметрической надежностью.

Достаточную для СХТМ надежность и точность имеют кондуктометры и отчасти pH-метры. В ИГЭУ разработана математическая модель, которая позволяет по результатам измерений удельной электропроводности исходной и Н-катионированной пробы, а также pH определять концентрации контролируемых примесей, таких как аммиак, натрий, хлориды, и общую щелочность [3, 4].

Для реализации метода определения качества конденсата и питательной воды разработана измерительная система (рис. 1). Ввод в ЭВМ результатов измерений может осуществляться непосредственно с приборов химконтроля или в ручном режиме.

Работа измерительной системы осуществляется следующим образом. Пройдя устройство подготовки пробы через клапан разделения потоков, вода поступает в датчик кондуктометра, измеряющего удельную электропроводность и температуру исходной пробы. Затем вода проходит Н-катионитовую колонку, фильтрат которой поступает в следующий датчик кондуктометра, измеряющего удельную электропроводность и температуру фильтрата. Другой поток поступает в датчик pH-метра, измеряющего pH среды.

Использование данной установки не требует значительных затрат, так как все приборы, которые применяются для измерений, являются штатными приборами химконтроля и находятся в эксплуатации на всех электрических станциях.

Система успешно прошла опытно-промышленные испытания на Ивановской ТЭЦ-3, Костромской ГРЭС, ТЭЦ-ПВС и ТЭЦ-ЭВС-2 ОАО «Северсталь».

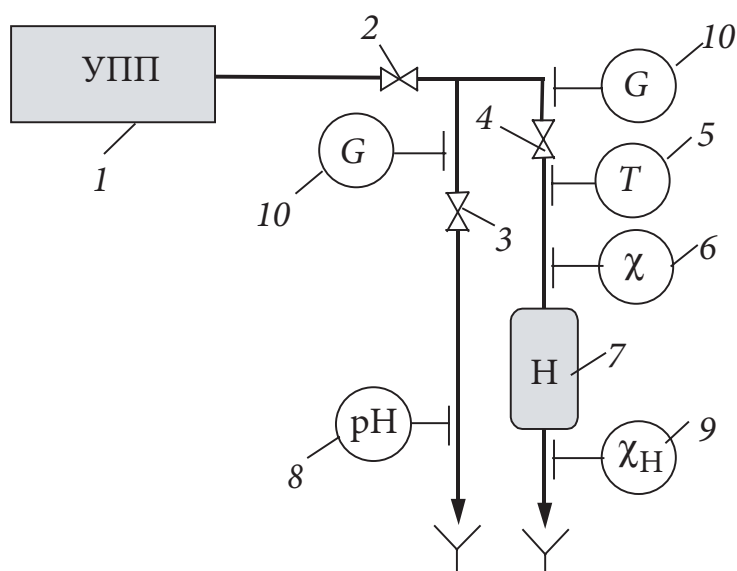


Рис. 1. Принципиальная схема приборного комплекса

1 – устройство подготовки пробы (УПП); 2, 3, 4 – клапан переключения потока пробы; 5 – термометр; 6, 9 – датчик кондуктометра; 7 – Н-катионитная колонка; 8 – рН-метр; 10 – ротаметр (измеритель расхода пробы)

Применение разработанного расчетного метода позволяет контролировать ВХР и диагностировать его быстротекущие нарушения такие, как присосы охлаждающей воды в конденсаторе турбины и сетевой воды – в бойлерах, ухудшение качества добавочной воды, нарушение дозирования аммиака в питательную воду. Применение расчетного метода позволяет избежать неточностей и ошибок, возможных при аналитическом определении концентрации нормируемых примесей.

Возможные виды нарушений водно-химического режима и изменения при этом показаний приборов автоматического химконтроля приведены в табл. 1. Там же представлены возможные нарушения в системе подготовки пробы для АХК.

Из табл. 1 видно, что различные нарушения ВХР КППТ часто вызывают одинаковую реакцию приборов АХК, что затрудняет идентификацию нарушений ВХР, особенно на ранних стадиях развития ситуаций. Алгоритм поиска нарушений ВХР КППТ предлагается строить, прежде всего обращая внимание на контроль возможных нарушений в измерительной системе. В связи с вышеизложенным значительно повышаются требования к точности и надежности измерения удельной электропроводности и рН.

Опыт показывает, что нестабильность в измерении рН часто связана с изменением расхода пробы через датчик рН-метра. В табл. 2 приведены показания рН-метра в зависимости от расхода пробы через датчик.

Из табл. 2 видно, что при постоянных значениях удельных электропроводностей исходной (χ^t) и Н-катионированной пробы ($\chi^t_{\text{Н}}$) показания рН-метра уменьшаются с увеличением расхода пробы. Рекомендуемым можно считать расход пробы 3–5 л/ч, что обеспечивает паспортную ошибку измерений в пределах 0,05 единицы рН.

Другая возможная проблема при измерениях связана с изменением температуры пробы. Часто температура пробы может колебаться в пределах от 15 до 40 °С. В табл. 3 приведены изменения показаний кондуктометров, измеряющих удельную электропроводность исходной и Н-катионированной пробы, и рН-метра, измеряющего рН исходной пробы.

В табл. 3 химический состав примесей контролируемых проб питательной воды прямооточного и барабанного котлов примерно одинаков. Учет влияния температуры может осуществляться путем расчета концентраций ионогенных примесей при фактической температуре пробы (χ^t , $\chi^t_{\text{Н}}$, pH_t) или путем приведения измеренных значений к стандартной температуре 25 °С. Последний вариант имеет и самостоятельное значение, так как ПТЭ нормируют приведенные

Таблица 1

Характерные виды нарушений ВХР КПТ и реакция приборов АХК

Вид нарушения	Глубина нарушения	Изменение показаний приборов АХК			Предпочтительный контролируемый показатель
		χ^t , мкСм/см	χ^t_H , мкСм/см	рН	
Присосы охлаждающей воды в конденсаторе турбины	До 0,1% расхода конденсата	↑	↑↑	~	χ_H
Присосы нагреваемой воды через сетевые подогреватели	До 1,0 % общего расхода через подогреватель	↑↑	↑	~	χ
Нарушение дозировки аммиака в питательную воду	Увеличение до 1000 мкг/дм ³	↑↑	↑	↑	χ , рН
	Прекращение дозировки аммиака	↓↓	↓	↓	χ , рН
Ухудшение качества добавочной воды	Увеличение содержания в пересчете на концентрацию натрия выше 100 мкг/дм ³	↑	↑	↑	χ_H , χ , рН
Изменение температуры пробы	Увеличение температуры пробы	↑	↑	↓	χ_H , χ , рН
Срабатывание Н-колонки		–	↑↑	–	χ_H , χ , рН
Изменение расхода пробы	Увеличение расхода выше 5 л/ч	–	~	↓	рН

Примечание: ↑↑ – значительное увеличение удельной электропроводности исходной пробы и ее Н-фильтрата (на 0,5–1,0 мкСм/см); ↑ – незначительное увеличение измеряемой величины (для удельной электропроводности исходной пробы и ее Н-фильтрата – на 0,1–0,5 мкСм/см, для рН – 0,05); ~ – измеряемая величина практически не изменилась; ↓↓ – значительное уменьшение удельной электропроводности исходной пробы (на 0,5–1,0 мкСм/см); ↓ – незначительное уменьшение измеряемой величины (для электропроводности – 0,01–0,03 мкСм/см, для рН – 0,05).

Таблица 2

Изменение показаний приборов АХК при изменении расхода пробы

Расход пробы через рН-метр, л/ч	рН	χ^t , мкСм/см	χ^t_H , мкСм/см
3,1	9,26	3,26	0,150
4,8	9,24	3,25	0,130
6,2	9,17	3,23	0,130
9,3	9,13	3,26	0,130
12	9,06	3,25	0,130

Таблица 3

**Изменение рН и удельных электропроводностей в зависимости
от температуры пробы питательной воды**

Температура пробы, °С	рН	χ^t , мкСм/см	$\chi^t_{\text{Н}}$, мкСм/см
Костромская ГРЭС			
15	7,36	0,366	0,124
20	7,20	0,411	0,140
22	7,14	0,457	0,146
23	7,10	0,429	0,149
24	7,07	0,447	0,152
25	7,04	0,505	0,155
30	6,88	0,503	0,171
35	6,72	0,548	0,186
40	6,56	0,594	0,202
Ивановская ТЭЦ-3			
15	9,56	3,87	0,192
18	9,46	4,16	0,206
20	9,40	4,36	0,216
22	9,33	4,55	0,233
25	9,24	4,84	0,240
30	9,08	5,32	0,264
35	8,92	5,80	0,288
40	8,76	6,29	0,312

к 25 °С значения показаний приборов АХК ($\chi_{\text{Н}}$, $\chi^{25}_{\text{Н}}$, рН₂₅). Поэтому промышленные приборы химконтроля имеют автоматический пересчет показаний к стандартной температуре. Однако такой пересчет для измерения рН среды недостаточен, так как компенсирует изменение ЭДС датчика, но не компенсирует изменение констант диссоциации воды и слабых электролитов, прежде всего, аммиака и уголекислоты. Эта особенность известна из литературы [5, 6] и иллюстрируются табл. 4.

Таблица 4

Температурные поправки для двухкомпонентных растворов (NH₃ + CO₂)

t, °С	рK _w	рK _I	рK _{II}	рK _B	Поправка к рН _t при концентрации, мкг/дм ³				
					NH ₃ , 200	NH ₃ , 500	NH ₃ (500)+ +CO ₂ (50)	NH ₃ (500)+ +CO ₂ (100)	NH ₃ (500)+ +CO ₂ (1000)
15	14,332	6,406	10,402	4,769	-0,342	-0,340	-0,339	-0,338	-0,322
20	14,153	6,368	10,349	4,754	-0,167	-0,166	-0,166	-0,165	-0,158
25	13,985	6,338	10,301	4,747	0	0	0	0	0
30	13,819	6,313	10,262	4,735	+0,163	+0,162	+0,162	+0,162	+0,155
50	13,248	6,273	10,144	4,754	+0,738	+0,739	+0,738	+0,737	+0,716

Примечание: рK_w, рK_I, рK_{II}, рK_B – отрицательные логарифмы констант диссоциации воды, уголекислоты (I и II ступеней) и аммиака соответственно.

В [6] приведены значения поправок для однокомпонентных растворов аммиака при переменных температурах. Для растворов аммиака неизменной концентрации при $pH > 8,5$ температурная поправка рассчитывается по выражению

$$pH_{25} = pH_t + \Sigma \Delta pH_{25}, \quad (1)$$

где $\Sigma \Delta pH_{25}$ – суммарная температурная поправка; pH_t – pH , измеренные при температуре t .

В рамках настоящего исследования был проведен расчет pH растворов аммиака и уголекислоты при различном их соотношении и при изменении температуры растворов.

Сопоставление результатов расчета с литературными данными показывает, что с учетом присутствия в растворе уголекислоты при изменении температуры на $1^\circ C$ поправка pH составляет в среднем 0,033 единицы pH (от 0,032 до 0,034).

Таким образом, формула (1) в целом приемлема для приведения к температуре $25^\circ C$ значений pH питательной воды и конденсата, имеющих щелочную реакцию и измеренных при любой температуре, в виде

$$pH_{25} = pH_t + 0,033(t - 25). \quad (2)$$

Из вышеизложенного следует, что при использовании результатов приборных измерений необходимо отделять нарушения, связанные с ВХР, от нарушений в измерительной системе.

Учитывая возможные нарушения в работе самих приборов, следует перед поиском причины нарушений ВХР проверить результаты измерений на приемлемость. Термин «приемлемость» вводится в [7] и рекомендуется для химконтроля качества теплоносителя АЭС [8].

Оценка на приемлемость результатов должна проводиться по следующим критериям:

1. Наличие нарушений в процессе подготовки пробы, к которым следует отнести выход за допустимые пределы расхода и температуры пробы теплоносителя через датчики АХК.
2. Выход измеряемого параметра за установленный диапазон. Сюда следует отнести:
 - ♦ выход аналогового сигнала за нормируемый диапазон;
 - ♦ выход измеряемого (рассчитываемого) параметра за реально возможный диапазон;
 - ♦ превышение скорости изменения измеряемого параметра за установленный диапазон.
3. Наличие неисправностей в модулях приема и обработки информации, что должно определяться тестовыми программами электронных средств.
4. Наличие разногласий с результатами контрольных измерений, к которым относятся как проверочные измерения образцовым прибором химконтроля (с соблюдением требований подготовки пробы), так и результаты лабораторного химического анализа в сравнении с расчетными концентрациями примесей, полученными на базе измерений электропроводности и pH .

Данные АХК, не получившие обобщенного признака приемлемости, не заносятся в базу данных и требуют дополнительной проверки и устранения причин, вызвавших это явление. При этом последний, четвертый пункт из перечисленных критериев, часто принимается за главный, а предстоящие три лишь раскрывают причину появившегося нарушения в измерительной системе и могут анализироваться «по требованию». Такой подход может быть принят в измерениях отдельных приборов АХК при отсутствии системы самодиагностики измерений.

В этом случае можно выделить несколько методов проверки приемлемости результатов измерений и установления окончательного результата лабораторного химического контроля и автоматического химконтроля в зависимости от того, является или нет измерение дорогостоящим. Причем термин «дорогостоящее» должен истолковываться не только с финансовой точки зрения, но и, исходя из того, является ли измерение сложным, затруднительным или трудоемким. С учетом квалификации операторов и степени рутинности выполняемых на ТЭС и АЭС анализов предусматривается применение методов проверки с минимальным количеством дополнительных

анализов (один – для дорогостоящих методов анализа, два – для недорогих) и использовать следующие критерии отбраковки результатов лабораторного и автоматического химконтроля [8]:

- ♦ превышение расхождения между результатами двух измерений более допустимой величины;
- ♦ превышение диапазона результатов первичных и дополнительных измерений значения критического диапазона.

Блок-схемы алгоритмов указанных процедур представлены на рис. 2 и 3.

Также следует отметить, что при принятии решения о причине нарушения необходимо опираться не на изменение показаний какого-либо одного прибора (т.е. на изменение только удельной электропроводности или рН пробы), а на изменение показаний и кондуктометра (изменение удельной электропроводности χ и χ_H) и рН-метра (изменение рН).

Наряду с надежностью важным показателем для обработки информации в СХТМ является точность измерений.

Точность измерения электропроводности и рН определяется классом точности приборов АХК. Погрешность измерений составляет 1,5–2,0 % для кондуктометра и 0,05 единицы рН – для рН-метра при условии калибровки и поверки согласно требований паспорта прибора. Однако при измерениях в бесконечно разбавленных растворах, какими является турбинный конденсат и питательная вода энергетических котлов, калибровка приборов по стандартным растворам не является представительной.

В условиях промышленной эксплуатации приборов на ТЭС и АЭС имеются попытки установки показаний приборов по «чистой воде». При этом имеется в виду, что при температуре 25 °С удельная электропроводность ее равна 0,06 мкСм/см и рН = 6,95 [9]. Однако получить такую воду, свободную от растворенных солей и газов, прежде всего CO_2 и NH_3 , весьма

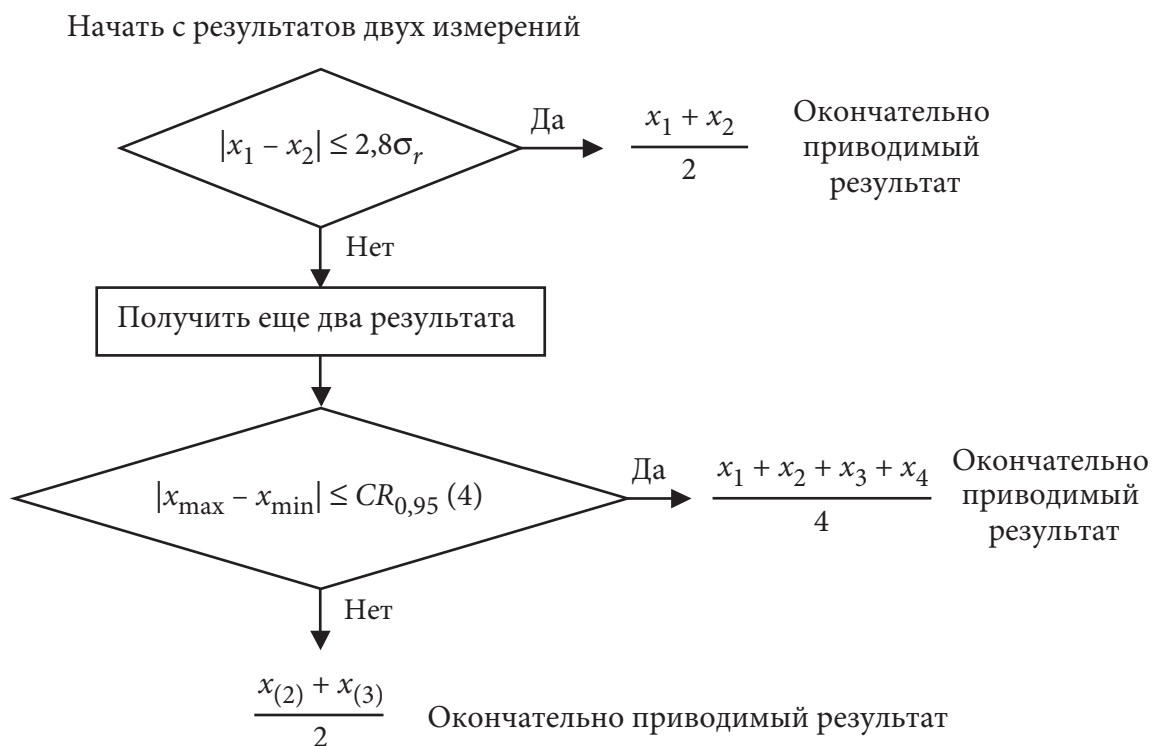


Рис. 2. Метод проверки приемлемости результатов измерений при условии, что получение результатов измерения не является дорогостоящим

$x_{\min}$ и $x_{\max}$ – минимальное и максимальное значение измеряемого параметра соответственно;
 x_1 и x_2 – результат первого и второго измерения соответственно; $R_{0,95}$ – предел воспроизводимости с доверительной вероятностью 95 %; σ_r – стандартное отклонение повторяемости

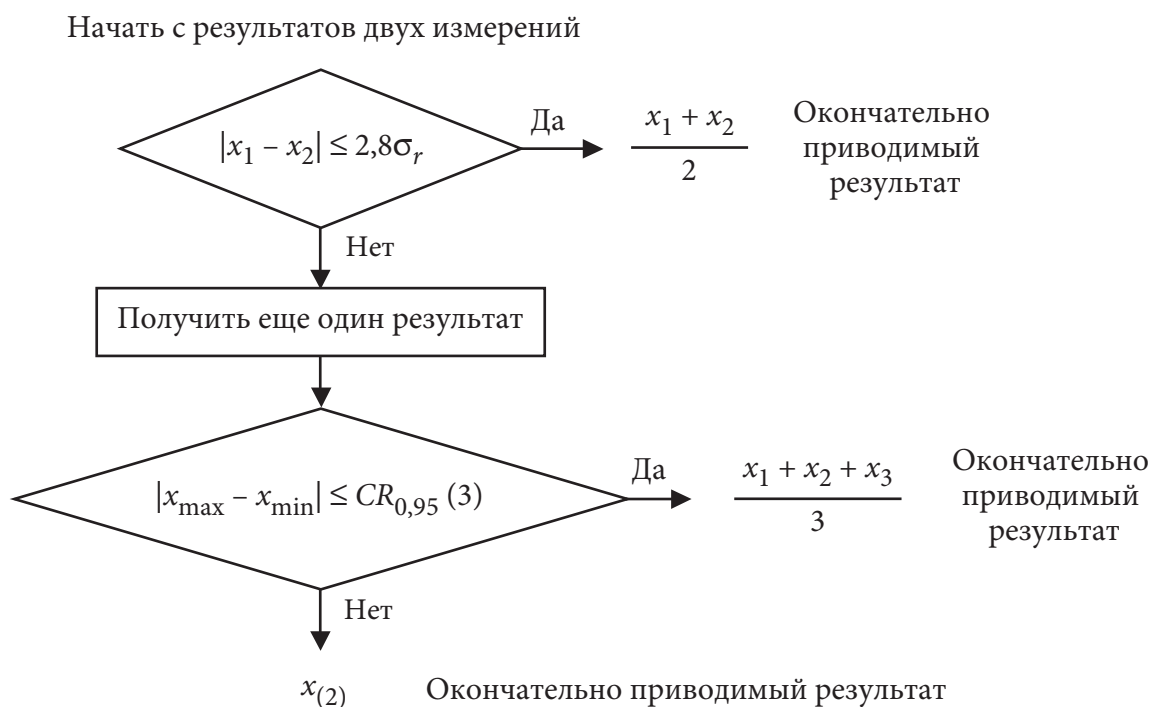


Рис. 3. Метод проверки приемлемости результатов измерений при условии, что получение результатов измерения является дорогостоящим

затруднительно. Поэтому калибровку промышленного кондуктометра можно производить по образцовому переносному аналогу, а для калибровки рН-метров в условиях рабочей среды можно рекомендовать метод с дозировкой в пробу раствора аммиака [10]. Способ основан на следующих последовательно проводимых операциях. Отбираются и подготавливаются пробы воды, для чего используют стандартные устройства подготовки пробы. Измеряется удельная электропроводность автоматическими приборами: кондуктометром – в исходной пробе воды и в пробе, пропущенной через Н-колонку (Н-филтрате), при этом также измеряется температура пробы воды. Данные от приборов обрабатываются на ЭВМ или аналитически с использованием системы уравнений, в которую входят уравнения электропроводности и электронейтральности исходной пробы и ее Н-филтрате, уравнения, описывающие диссоциацию слабых электролитов в исходной и Н-катионированной пробах, а также балансовое уравнение форм диссоциации угольной кислоты. Рассчитывается значение рН, которое затем сравнивается с измеренным значением и проводится уточнение измеренной величины непосредственно в контролируемой среде. В условиях рабочей среды дозируется аммиак с известной и периодически изменяющейся концентрацией (например, концентрация аммиака равна 100, 200, 400, 600, 800 мкг/дм³) для более точного определения рН. При дозировании аммиака рН пробы увеличится пропорционально дозировке тем интенсивней, чем меньше концентрация угольной кислоты в пробе. Также при дозировании аммиака значительно увеличивается удельная электропроводность исходной пробы в то время, как удельная электропроводность Н-катионированной пробы практически не изменяется. Истинное значение рН среды рассчитывается при решении системы уравнений и устанавливается на измеряющем рН-метре. С помощью графика по измеренным значениям электропроводностей (χ и χ_H) находят значение рН и корректируют измеренное значение. Для точной калибровки рН-метра необходимо провести несколько различных дозировок аммиака. Данный способ калибровки дал положительные результаты при использовании в промышленных условиях Ивановской ТЭЦ-3 и Костромской ГРЭС. На Ивановской ТЭЦ-3 испытания проводились на энергоблоке с котлом ТП-87 и турбиной ПТ-80-130, а на Костромской ГРЭС – на энергоблоке 300 МВт (котел ТГМП-114, турбина К-300-240).

При соблюдении паспортной точности приборов можно определить в пробе конденсата и питательной воды энергетического котла расчетные (косвенные) величины: концентрации аммиака, катионов в пересчете на натрий, хлоридов. При этом минимальные расчетные концентрации составляют:

- ♦ натрий и хлориды – 5–10 мкг/дм³;
- ♦ аммиак – 20–30 мкг/дм³.

Максимальные отклонения измеряемой величины в пределах паспортного диапазона дают ошибку косвенного определения:

- ♦ натрий $\pm 7\%$, хлориды $\pm 4\%$, аммиак $\pm 2\%$ (при отклонениях в измерении электропроводности);
- ♦ натрий $\pm 40\%$, хлориды $\pm 25\%$, аммиак $\pm 20\%$ (при отклонениях в измерении pH).

Заключение

Первоначальная оценка на приемлемость получаемых от приборов АХК данных позволяет диагностировать быстротекущие нарушения ВХР и отделять их от нарушений в приборной базе. При разработке СХТМ необходимо предусматривать возможность самодиагностики (самотестирование) измерительной системы и отбраковывание данных, вызывающих сомнение (возможные неточности в измерениях). При установке приборов необходимо предусматривать стабилизацию температуры и расхода пробы, обеспечивать калибровку и проверку показаний приборов АХК с учетом характеристик анализируемой среды.

Литература

1. РД 153-34.1-37.532.2-2001. Общие технологические требования к системам химико-технологического мониторинга водно-химических режимов тепловых электростанций. М.: ООО «НПЦ Элемент», 2001.
2. **Опыт построения системы** химико-технологического мониторинга паровых котлов ТГМ-96 с последующей интеграцией ее в АСУ ТП ТЭЦ / П.Н. Назаренко, В.Н. Самаренко, О.Ф. Квасова и др. «Теплоэнергетика», 2001, № 4.
3. **Ларин Б.М., Бушуев Е.Н., Козюлина Е.В.** Повышение информативности мониторинга водного режима конденсатно-питательного тракта энергоблоков. «Теплоэнергетика», 2003, № 7.
4. **Патент РФ 2168172.** Способ контроля качества конденсата и питательной воды / Н.А. Еремина, В.Г. Киет, А.Н. Коротков и др. «Изобретения», 2001, № 13.
5. **Кострикин М.Ю., Коровин В.А., Рубчинская С.М.** Влияние температуры пробы на значение pH и электропроводности. «Теплоэнергетика», 1982, № 1.
6. **Мостофин А.А.** Влияние температуры на определение pH и CO₂ в питательной воде прямоточных парогенераторов. «Водоподготовка, водный режим и химконтроль на паросиловых установках». Вып. 6. М.: Энергия, 1978.
7. **ГОСТ Р ИСО 5725-6-2002.** Точность (правильность и приемлемость) методов и результатов измерений. М.: Госстандарт России, 2002.
8. **Разработка системы контроля и управления водно-химическими режимами 1 и 2 контуров АЭС с ВВЭР-1000** / В.А. Гашенко, А.Р. Преловский, А.В. Ульянов и др. Материалы Межд. науч.-техн. совещания «Водно-химический режим АЭС». М.: ВНИИАЭС, 2003.
9. **Справочник** по свойствам, методам анализа и очистке воды. Часть 1 / Л.А. Кульский, И.Т. Горонковский, А.М. Кочановский и др. Киев, Н. Думка, 1980.
10. **Патент РФ 2244294.** Способ калибровки pH-метров / Е.Н. Бушуев, Е.В. Козюлина, Б.М. Ларин и др. «Изобретения», 2005, № 1.

Редакционная коллегия:
Телефон/факс (095) 362-7387
Электронные адреса:
rpn@energo-press.ru

Главный редактор

Воронов В.Н.