

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ	4
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ	12
Становление системы планового ремонта электрооборудования	12
ВЫСТАВКИ	20
Итоги MAINTAN 2008	20
РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ	22
Обзор продукции мировых лидеров отопительного оборудования	22
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО	29
Кабели для работы в жестких условиях эксплуатации	29
Цифровые приборы на щитах энергопредприятий	33
Повышение эксплуатационной надежности трансформаторов, отработавших нормативный срок службы	36
Требования к трансформаторным подстанциям нового поколения	42
Как выбрать газоразрядные светильники	44
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ	47
Опыт модернизации насосного оборудования для систем тепло- и водоснабжения	47
Паровые турбины малой мощности в распределенных энергосистемах	49
Опыт перевода угольных котельных на древесные отходы	51

ЖУРНАЛ
**«ГЛАВНЫЙ
ЭНЕРГЕТИК» №1**

Журнал зарегистрирован Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации
ПИ № 77-15358
от 12 мая 2003 года

ИД «Панорама»
Издательство «Промтрансиздат»
<http://promtransizdat.ru>

Почтовый адрес:
107031, Москва, а/я 49 (ИД «Панорама»)

Редакционный совет:
Жуков В. В., д-р техн. наук, проф.,
чл.-корр. Академии электротехнических наук РФ,
директор Института энергетики
Киреева Э. А., канд. техн. наук, проф. Института
повышения квалификации «Нефтехим»
Мисриханов М. Ш., д-р техн. наук, проф.,
генеральный директор «ФСК Межсистемные
электрические сети Центральной России»
Старшинов В. А., д-р техн. наук, проф.,
зав. кафедрой МЭИ
Харитон А. Г., д-р техн. наук, проф.,
ректор Международной академии
информатизации
Чохонелидзе А. Н., д-р техн. наук, проф.
Тверского государственного технического
университета

Главный редактор издательства
Шкирмонтов А. П.,
канд. техн. наук
aps@panor.ru
promjournal@mail.ru
тел. (495) 945-32-28

Главный редактор
Леонов С. А.
glavenergo@mail.ru

Предложения и замечания:
promizdat@panor.ru
тел. (495) 945-32-28

Журнал распространяется по подписке во всех отделениях связи РФ по каталогам:
ОАО «Агентство «Роспечать» — индекс 82717;
«Пресса России» — индекс 29465;
«Почта России» — индекс 16579,
а также с помощью подписки в редакции:
тел.: (495) 625-96-11, 945-26-43
podpiska@panor.ru



Подписано в печать 10.12.2008
Формат 60x88/8. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 13. Заказ №

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК №1/2009



ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ 54

Методика аудита систем воздухообеспечения 54

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ 56

Обзор вибрационных методов и технических средств, предназначенных для диагностики подшипников качения 56

Методика испытания изоляторов и шинопроводов 60

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ 70

Трудовые отношения в условиях экономического кризиса 70

ОБМЕН ОПЫТОМ 73

Опыт строительства и эксплуатации ЛЭП 6—10 кВ на стальных опорах компании «ЭЛСИ» в нефтегазовом комплексе 73

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 77

Новые технологии на основе угля. Водугольное топливо 77

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ 79

Параметры электроустановок, влияющие на условия безопасности 79

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 83

Постановление Правительства РФ от 18 июня 2008 г. №459 «О внесении изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» 83

ГОСТ 1516.3—96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ . Требования к электрической прочности изоляции» 90



УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ ЖУРНАЛА!

Примите самые наилучшие поздравления с Новым годом!

Мы с вами вступили в Новый, 2009-й год, в котором будет продолжаться дальнейшее развитие журнала. В ушедшем году его содержание и оформление претерпели изменения к лучшему, что вы, читатели, конечно же, заметили и положительно оценили, прислав свои отклики в редакцию.

Пусть Новый год приносит вам лишь добрые новости, много нужной и полезной информации!

От Нового года все ожидают хороших перемен, мы также желаем вам, чтобы эти перемены были только положительными. Редакция, в свою очередь, позаботится о том, чтобы обо всех изменениях в управлении промышленным производством, через призму должностных обязанностей руководителей предприятия, вы получали полную и достоверную информацию, в том числе подкрепленную ссылками на соответствующие законодательные и иные нормативные правовые акты.

Желаем вам никогда не останавливаться на достигнутом, всегда работать плодотворно, творчески и настойчиво, получая от работы и жизни моральное и материальное удовлетворение.

Желаем вам и вашим близким счастья, здоровья, любви и благополучия!

Пусть 2009 год принесет вам и всем, кто вас окружает, достаток, радость и успех, а тепло новогодних и рождественских свечей согревает ваши сердца весь 2009 год.

Главный редактор издательства
«Совпромиздат», ИД «Панорама», канд. техн. наук
А. П. Шкирмонтов

Главный редактор журнала
С. А. Леонов

ЧЕЛЯБИНСКОРГАЗ ВНЕДРЯЕТ НОВУЮ СИСТЕМУ КОНТРОЛЯ

ОАО «Челябинскоргаз» получил доступ к работе в системе удаленной диагностики производственного контроля (УДПК). Об этом сообщили в пресс-службе предприятия.

Эта система внедряется по рекомендации Ростехнадзора на предприятиях, эксплуатирующих опасные производственные объекты, и призвана способствовать повышению эффективности управления промышленной безопасностью, в том числе и предупреждению аварий и их последствий.

Как рассказал управляющий директор Челябинскоргаза Андрей Леканов, мероприятия по проверке соблюдения требований промышленной безопасности на предприятии проводятся регулярно. Внедрение же системы УДПК позволяет не только систематизировать всю информацию службы производственного контроля, но и своевременно анализировать ее, оценивать риск возникновения аварий, несчастных случаев, оперативно реагировать на риски возникновения нестандартных ситуаций.

В свою очередь, благодаря системе удаленной диагностики производственного контроля надзорные органы могут получать всю необходимую информацию о предприятии в режиме реального времени. По мнению главного государственного инспектора управления Ростехнадзора по Челябинской области Александра Бреслера, «дистанционный контроль поможет руководству предприятия оперативно оценить состояние опасных производственных объектов, значительно сократить сроки принятия адекватных решений, а также своевременно получить рекомендации Ростехнадзора по улучшению организации производственного контроля».

«Многие предприятия Челябинской области уже оценили УДПК как инструмент, который поможет им эффективнее управлять промышленной безо-

пасностью. Важно, что в их числе — организации газового комплекса, где всегда велик риск техногенных аварий и инцидентов», — считает Александр Бреслер.

«УДПК позволит повысить экономичность и безопасность производственного процесса, а главное — надежность функционирования системы газоснабжения города. Обеспечение бесперебойного и безопасного потребления газа — основная задача нашего предприятия», — подчеркнул Андрей Леканов.

www.chelsi.ru

ПЕРВОМАЙСКАЯ ТЭЦ-14 НЕ ИСПОРТИТ АРХИТЕКТУРНЫЙ ОБЛИК САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

После реконструкции Первомайская ТЭЦ-14 впишется в архитектурный облик Санкт-Петербурга и не повредит экологии города. Об этом заявил заместитель генерального директора ОАО «Энергостройинвест-Холдинг» Александр Суперфин на открытии XVI международного архитектурного фестиваля «Зодчество-2008», где представлена разработанная Холдингом проектная концепция теплоэлектроцентрали.

Первомайская ТЭЦ-14 введена в эксплуатацию в 1957 году и обеспечивает тепловой энергией промышленные предприятия, жилые и общественные здания юго-западной части Санкт-Петербурга. В зоне теплоснабжения станции проживает около 500 тыс. человек, там же находятся крупные промышленные предприятия города, такие как ОАО «Кировский завод» и ОАО «Северная верфь».

В настоящее время ОАО «Компания ЭМК-Инжиниринг», входящее в Энергостройинвест-Холдинг, проводит техническое перевооружение Первомайской ТЭЦ-14. Проект первой очереди реконструкции предусматривает строительство двух энергоблоков ПГУ-ТЭЦ установлен-

ной мощностью 180 МВт и 160 Гкал/ч каждый. Работы выполняются по заказу ОАО «ТГК-1» в рамках инвестиционной программы генерирующей компании.

Как отметил Александр Суперфин, после реконструкции Первомайская ТЭЦ-14 станет одной из самых современных теплоэлектростанций Российской Федерации. «Особенность этого проекта состояла в том, что нужно было на ограниченном участке поместить объект, который обычно требует до 10—15 га территории. Кроме того, реконструкция станции проходит без отключения действующих мощностей», — отметил г-н Суперфин.

Со своей стороны, главный архитектор Департамента проектирования ОАО «Компания ЭМК-Инжиниринг» Владимир Бирюков отмечает: «Сегодня власти Санкт-Петербурга уделяют много внимания сохранению архитектурного облика города. Мы много работали над тем, чтобы проект Первомайской ТЭЦ-14 был не только функциональным, но и красивым — благодаря этому он и попал на международный архитектурный конкурс». По его словам, крыша новых сооружений будет иметь закругленную, плавную форму. Также много внимания архитекторов было уделено планировочной композиции ТЭЦ.

Кроме этого, модель показывает, как Первомайская ТЭЦ-14 впишется в градостроительный план Кировского района с учетом уже существующей инфраструктуры. «Мы не тронули ни одного жилого дома — новые мощности теплоэлектроцентрали разместятся на территории промзоны около порта Финского залива. Это позволит свести к минимуму шум и экологическое воздействие работающей электростанции на живущих рядом людей», — подчеркнул г-н Бирюков. Как отметил представитель Энергостройинвест-Холдинга, модель также учитывала современные нормы промышленной и рабочей безопасности.

ОАО «Энергостройинвест-Холдинг»

РЯЗАНСКАЯ НЕФТЕ- ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ КОМПАНИЯ ЗАПУСТИЛА НОВУЮ СТАНЦИЮ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

В Рязани на биологических очистных сооружениях ЗАО «РНПК» состоялся ввод в эксплуатацию станции ультрафиолетового обеззараживания сточных вод.

По словам генерального директора предприятия Дмитрия Бедарева, данная технология — наиболее прогрессивный метод дезинфекции сточных вод. Строительство станции заняло два года. Она полностью автоматизирована. Стоимость проекта составила 130 млн руб.

— Наша цель — минимизировать воздействие производства на окружающую среду Рязани и области. Ввод в эксплуатацию новой станции соответствует современным требованиям экологического законодательства, — пояснил Дмитрий Бедарев.

Сейчас на очистные сооружения нефтеперерабатывающей компании поступает 250 тыс. куб. м воды в сутки, из них 20% — это стоки от работы РНПК, 10% — с промышленных предприятий Рязани и 70% — сточные воды города. Мощность нового объекта — 320 тыс. куб. м воды в сутки.

ThermoNews.ru

КОМПАНИЯ «ДАНФОСС» СОКРАТИЛА СРОКИ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ

Как сообщает «Строительство и недвижимость» с осени 2008 года компания «Данфосс» — производитель энергосберегающего оборудования для систем отопления и теплоснабжения зданий — сократила сроки поставки оборудования.

Теперь теплообменники малых типоразмеров (XG10, XG20H, XG30) доставят московскому заказчику в день его обращения. Сроки поставки теплообменников больших типо-

размеров (XG40, XG50) сократились до 1—2 недель, сообщает пресс-служба компании.

Уменьшение сроков стало возможным благодаря тому, что с осени текущего года оборудование собирается на российском заводе. Ранее теплообменники собирались в Финляндии, что увеличивало время доставки в Россию до 3—4 недель.

«Срок поставки базового элемента системы теплоснабжения — теплообменника — играет большую роль. Часто клиенту необходимо получить оборудование как можно скорее. Ведь для компаний, организующих систему теплоснабжения здания, опоздание может грозить штрафами и дополнительными расходами», — комментирует Дмитрий Васильев, руководитель направления «Теплообменники и блочные тепловые пункты» компании «Данфосс».

www.nestor.minsk.by

ИЖЕВСКИЙ АВТОЗАВОД РЕШИЛ ОБЗАВЕСТИСЬ СОБСТВЕННОЙ ТЭЦ

В 2009 году Ижевский автозавод готовится запустить в эксплуатацию собственную электростанцию. Это позволит на 30—50% сократить внешние закупки электроэнергии заводом.

«Выработка электроэнергии будет производиться на базе существующей котельной, которая, по согласованию с филиалом «Удмуртэнерго» «МРСК Центра и Приволжья», преобразована в тепловую электрическую станцию. Выработка тепла и электроэнергии будет производиться с помощью двух блочных противодавленческих паровых турбоагрегатов», — говорится в сообщении автопредприятия.

«Это позволит, не теряя выработанной мощности, обеспечить технологические агрегаты паром с давлением 2,5 атм и одновременно выработать порядка 40 млн кВтч электроэнергии в год. Так мы сможем удовлетворить наши потребности в электричестве

в зимний период до 30% потребности, в летний — до 50%», — заявил главный энергетик ОАО «ИжАвто» Л. Решетов.

Как сообщает издание «Ведомости», ссылаясь на слова главного энергетика предприятия, в год заводу в среднем требуется 100 млн кВт. Разрешение на присоединение к сетям «Удмуртэнерго» уже получено. «Директор «Удмуртэнерго» (филиал МРСК «Центр и Приволжье») В. Бакулев это подтвердил: договор будет подписан в ближайшее время после согласования в региональной энергетической комиссии (РЭК). Представитель РЭК В. Финк заверил, что все договоренности достигнуты», — сообщают «Ведомости».

Также по оценке Л. Решетова, вложения в ТЭЦ должны окупиться за 3—4 года. Однако объем инвестиций в ТЭЦ он не назвал. В то время как аналитики ИК «Финам» оценивают их в 210—264 млн руб. На закупках электричества «ИжАвто», по мнению экспертов, сэкономят 60—70 млн руб. в год.

УралПолит.ru

МОСВОДОКАНАЛ ПРЕДПОЛАГАЕТ ДОБЫВАТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ИЗ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ СТОКОВ

Мосводоканал стал опытной площадкой по использованию альтернативных видов электроэнергии, сообщил генеральный директор ГУП «Мосводоканал» Станислав Храменков на конференции «Перспективы развития канализации в XXI веке», посвященной 110-летию системы канализации в столице.

Он рассказал, что в декабре прошлого года на Гурьяновских очистных сооружениях в эксплуатацию пущена мини-ТЭС, работающая на биологическом газе. «Это уникальная, не имеющая аналогов в России станция», — отметил Станислав Храменков. Он подчеркнул, что с ее помощью

Мосводоканал будет получать 10 МВт электро- и 8 МВт тепловой энергии, что обеспечит до 50% собственных потребностей Гурьяновской станции.

«Тогда уже ни одно отключение электроэнергии не сможет остановить процесс очистки, так как будет работать собственный источник энергии», — пояснил Станислав Храменков. Он добавил, что тепло канализационных стоков, температура воды в которых не опускается ниже 16—18 °С, может быть использовано для отопления жилых домов и государственных учреждений.

Станислав Храменков сообщил, что год назад в Северном Бутове была смонтирована первая экспериментальная насосная установка, генерирующая тепло для обогрева здания самой станции.

www.mosinform.ru

ДЛЯ ПРОМЗОНЫ «ПАРНАС» ИЗГОТОВЯТ НОВЫЕ ДЕАЗРАТОРЫ

Как сообщает «Росбалт», специалисты Группы Е4 изготовят и поставят деаэраторы для строящегося объекта в промышленной зоне «Парнас» Санкт-Петербурга. Работы осуществит ОАО «НПО ЦКТИ им. Ползунова», входящее в ОАО «Группу Е4», сообщили в пресс-службе Группы.

Новые деаэраторы атмосферного давления производительностью 800 т/ч будут изготовлены на собственной производственной базе ОАО «НПО ЦКТИ им. Ползунова». Оборудование предназначено для удаления коррозионно-агрессивных газов из питательной воды паровых котлов и подпиточной воды систем централизованного теплоснабжения и горячего водоснабжения при одновременном ее нагреве.

В состав деаэратора входит деаэрационный бак объемом около 100 куб. м и установленные на нем две деаэрационные колонки производительностью 400 т/ч каждая. Технические характеристики деаэратора удовлетво-

ряют требованиям ГОСТа 16860—88 «Деаэраторы термические».

Промышленная зона «Парнас» расположена возле одного из крупнейших районов массового жилищного строительства в северной части Санкт-Петербурга, имеет хорошие транспортные связи и некоторого резерва свободной территории под промышленную застройку в границах зоны.

Сегодня на ее территории находятся более 75 крупных предприятий. В последние годы в промзоне «Парнас» происходят существенные градостроительные преобразования.

www.rosbalt.ru

ЭНЕРГОСТРОЙИНВЕСТ — ХОЛДИНГ РАЗРАБОТАЕТ КОНЦЕПЦИЮ РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Энергостройинвест-Холдинг приступил к разработке концепции развития Среднеуральской ГРЭС (СУГРЭС) до 2020 г. — объекта федерального значения, являющегося источником электро- и теплоснабжения Екатеринбурга и его городов-спутников. Проектировщики определяют масштаб реконструкции электростанции с учетом долгосрочных перспектив энергопотребления в регионе, поясняет отдел по связям с общественностью ОАО «Энергостройинвест-Холдинг».

Контракт на разработку концепции заключен между ОАО «ОГК-5» и подразделением Энергостройинвест-Холдинга — ОАО «Инженерный центр энергетики Урала». Специалистами «ИЦЭ Урала» будет разработан оптимальный сценарий развития СУГРЭС, направленный на повышение надежности, эффективности и увеличение мощности электростанции. В концепции будут даны как технические решения, так и ориентировочные стоимостные оценки по воплощению проекта в жизнь.

Специалистам Холдинга доверили данный проект не случайно. На протяжении ряда лет «ИЦЭ Урала» неоднократно возвращался к разработке решений по модернизации и реконструкции электростанции, которая была спроектирована институтом «УралТЭП», входящим в состав инженерного центра.

По словам А. Суперфина, заместителя генерального директора ОАО «Энергостройинвест-Холдинг», основные направления развития электростанции — строительство новых энергоблоков и вывод из эксплуатации мощностей первой очереди. В настоящий момент проектировщики ведут работы по определению целесообразности и технической осуществимости строительства блока №13 и масштабной реконструкции оборудования на действующих площадях Среднеуральской ГРЭС.

Концепция развития СУГРЭС включает в себя дальнейшее увеличение мощности по сравнению с текущими показателями (тепловая мощность — 1327 Гкал/ч, электрическая мощность — 1182 МВт).

«Сегодня Среднеуральская ГРЭС является стратегическим объектом и одной из наиболее крупных и значимых электростанций в регионе. Не начнись проводимая сейчас реконструкция, в ближайшее время мощность электростанции начала бы неизбежно падать. Строительство электростанции было начато в 30-е гг. прошлого века. Значительная часть оборудования устарела морально и физически. Не стоит забывать о росте энергопотребления, а также об интенсивных темпах жилищного строительства в Екатеринбурге. Мощность СУГРЭС планируется довести к 2020 г. как минимум до 1600 МВт», — отметил генеральный директор ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» А. Егоров.

Одновременно Инженерный центр энергетики Урала работает над проектированием парогазовой установки мощностью 410 МВт (ПГУ-410) Среднеуральской ГРЭС. На текущий

момент в рамках контракта с испанской компанией IBERDROLA выполнено технико-экономическое обоснование строительства и ведется рабочее проектирование установки. На площадке уже идет строительство. Приобретена и поставлена в Россию газовая турбина мощностью 250 МВт компании General Electric, в ближайшее время будет осуществлена поставка котла-утилизатора и паровой турбины. Ввод объекта в эксплуатацию намечен на 4 квартал 2010 г.

«Энергетика и промышленность России»

УПРАВЛЕНИЕ ТОИР АТОМНОГО ЛЕДОКОЛЬНОГО ФЛОТА РОССИИ БУДЕТ ВЕСТИСЬ В TRIM

НПП «СпецТек», ведущий отечественный разработчик программного обеспечения для систем управления техническим обслуживанием и ремонтами (ТОиР), начал работу по внедрению информационной системы управления ТОиР уникального предприятия — ФГУП «Атомфлот». Система будет создана на основе программного комплекса TRIM.

ФГУП «Атомфлот» — одно из самых высокотехнологичных предприятий России (www.atomflot.com). Начало его деятельности в 1960 г. связано с эксплуатацией первого в мире атомного ледокола «Ленин». С тех пор миссия предприятия — обеспечение безопасной эксплуатации и выполнение ТОиР всех атомных ледоколов страны. Атомфлот имеет производственный комплекс докового ремонта корпусов, оборудования и систем судов, технологический специализированный комплекс, назначение которого — ТОиР ядерных энергетических установок, перезарядка реакторов топливом, прием, хранение, переработка, транспортировка твердых и жидких радиоактивных отходов, отработавшего ядерного топлива. Деятельность

ФГУП в сфере ТОиР направлена на повышение эффективности, надежности, ядерной и радиационной безопасности ледоколов, увеличение срока их службы. Сложность процессов ремонта ледоколов и масштабность решаемых Атомфлотом задач явились предпосылками внедрения информационной системы управления ТОиР.

Основой системы станет комплекс TRIM (www.trim.ru) — программный продукт класса EAM/MRO, а исполнителем работ — НПП «СпецТек», разработчик TRIM и поставщик консультационных услуг в сфере управления основными фондами и внедрения информационных систем ТОиР. В активе НПП «СпецТек» — опыт внедрения аналогичных систем на судоремонтных предприятиях, таких как Омский судоремонтно-судостроительный завод (ОАО «Иртышское пароходство»), или Подтесовская ремонтно-эксплуатационная база и Красноярский судоремонтный центр (ОАО «Енисейское речное пароходство»). С другой стороны, у НПП «СпецТек» имеется также опыт внедрения систем управления ТОиР на объектах ядерной энергетики (Смоленская и Курская АЭС) и соответствующая отраслевая функциональность TRIM. Данные обстоятельства определили выбор заказчика в пользу НПП «СпецТек» и TRIM.

Согласно договору, НПП «СпецТек» поставит Атомфлоту лицензии на 98 пользователей TRIM. В частности, информационная система управления ТОиР на базе TRIM будет развернута в администрации ФГУП (18 пользователей), на базе технического обслуживания флота (24 пользователя), по 6 пользователей появятся непосредственно на ледоколах «Таймыр», «Вайгач», «Арктика», «Россия», «Ямал», «Советский Союз», «50 лет Победы». Для создания компьютерного тренажера системы будет задействовано 8 пользовательских лицензий. Основные процессы, управление которыми будет вестись в TRIM, — техническое обслуживание и ремонт, обеспечение ТОиР

материально-техническими ресурсами, документационное обеспечение ТОиР, склад сменно-запасных частей и материалов, формирование бюджетов ТОиР.

К настоящему времени с заказчиком согласован план работ, сформированы рабочие органы проекта, изданы соответствующие организационно-распорядительные документы. Предстоит провести диагностическое обследование подразделений ФГУП, разработать проектную документацию. Согласно договору, НПП «СпецТек» выполнит такие работы, как установка тренажера и обучение пользователей системы ТОиР, разработка руководств и инструкций пользователей, разработка каталогов основного оборудования, запчастей и материалов, создание базы данных по документации ТОиР, наполнение базы данных системы историей ТОиР и другие. Предусмотрена также интеграция TRIM с системой бухгалтерского учета 1С, используемой Атомфлотом. Завершить проект планируется к концу 2009 года.

НПП «СпецТек»

НОВАЯ КОТЕЛЬНАЯ ДЛЯ ОСИННИКОВСКОГО РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЗАВОДА

В ОАО «Осинниковский ремонтно-механический завод» (предприятие «Евраз Групп») введена в эксплуатацию модульная котельная КМТ-2,5 номинальной теплопроизводительностью 2,5 МВт, предназначенная для теплоснабжения производственных помещений.

Работы по строительству новой котельной велись в течение пяти месяцев. За это время специалистами завода помимо монтажа двух покупных модулей, в которых размещаются два котла с механическими топками, водоподготовительная установка, система горячего водоснабжения и блоки управления, были изготовле-

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

ны и смонтированы периферийные конвейерные системы углеподачи и шлакозолоудаления, образовавшие вместе с дымоходами и блоками газоочистки единый технологический комплекс. Предусмотренные в конструкции котлов шурующие планки с электромеханическим приводом обеспечивают равномерное распределение угля на колосниковой решетке, что предопределяет более полное его сжигание и позволяет сократить расход топлива.

Новая котельная отвечает всем необходимым требованиям безопасности. В частности, ее система автоматики включает световую и звуковую сигнализацию аварийных режимов работы электроприводов и исполнительных механизмов. Высокая степень механизации котельной позволяет производить безопасную загрузку угля и удаление золы в автоматическом режиме, что существенно облегчает условия труда машинистов котельной. Кроме того, котельная оснащена приборами учета расхода электроэнергии, тепла и воды.

Одним из важнейших аспектов работы котельной стало то, что новое оборудование обеспечивает более качественное сжигание топлива с минимальным воздействием на атмосферу. Это стало возможным благодаря наличию в котельной высокоэффективного циклона батарейного типа, который позволяет очищать образующиеся газы от взвешенных частиц более чем на 80%. Таким образом, ввод котельной в эксплуатацию способствует существенному улучшению экологической ситуации в Осинниках.

Energyland.info

ПРОБЛЕМА УЧЕТА ПРИЗНАНА ГЛАВНЫМ ПРЕПЯТСТВИЕМ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В Санкт-Петербурге прошла конференция «Измерения и измеритель-

ные приборы электроэнергии в России и странах Балтики». Главным препятствием развития нерегулируемого рынка электроэнергии, каким он стал после прекращения существования РАО «ЕЭС», был назван низкий качественный уровень учета.

Участниками конференции стали более 200 представителей крупнейших компаний — производителей средств измерений и системных решений, генерирующих и сетевых компаний, операторов коммерческого учета.

В качестве основных задач, стоящих перед сбытовыми и сетевыми компаниями, обозначены следующие: создание условий для нормального функционирования рынка, сокращение затрат на обслуживание энергохозяйства и снижение уровня потерь. Не менее важным является стимулирование потребителей к экономии. Выполнение этих задач, по мнению докладчиков, невозможно в условиях отсутствия оперативных и точных данных о потреблении ресурсов.

«Нет учета — нет рынка!» — с таким заявлением выступил генеральный директор Enel по России и СНГ Доминик Фаш. Энергоемкость российской экономики, по его словам, в четыре раза превышает подобный показатель в Италии или Дании, что связано в первую очередь с недостаточным контролем за потреблением.

Более 50% эксплуатируемых в бытовом секторе электросчетчиков не отвечают современным требованиям по параметрам точности и характеризуются низким уровнем защиты от несанкционированного доступа — такие данные привел в своем выступлении Алексей Ляхов, независимый эксперт. Подобная ситуация влечет за собой недоучет значительной части произведенной электроэнергии и, как следствие, большую финансовую нестабильность рынка.

«Необходим системный подход к контролю за потреблением ресурсов — только он позволит решить большинство проблем, существую-

щих в отрасли, — отмечает Татьяна Кислякова, директор по продажам и маркетингу российского представительства компании Kamstrup. — Имея в России большой опыт по организации учета тепловой энергии, сейчас мы задумываемся о выходе на рынок электроэнергетики. Как и в сфере теплоснабжения, здесь главной проблемой взаимоотношений между большим количеством участников рынка является расчетный путь определения объемов потребления из-за отсутствия качественных средств измерений».

«Порядок и качество организации коммерческого учета электроэнергии зависят от ряда факторов. В первую очередь, это отсутствие нормативно утвержденных правил, выход которых позволит обеспечить прозрачность во взаимоотношениях субъектов розничных рынков. В такой же степени на решение вопроса влияет позиция холдингов, в частности, Межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК). И не понятны пока источники финансирования ширококомасштабных проектов по модернизации систем учета, — обозначил основные затруднения Алексей Ляхов. — Поэтому очень важно взаимодействие субъектов рынка, в том числе и в рамках подобных специализированных конференций».

Kamstrup

В КРАСНОДАРСКОМ КРАЕ ОТКРОЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕ ПО ВЫПУСКУ ТОПЛИВНЫХ ГРАНУЛ

Строительство предприятия по производству топливных гранул завершает в Павловском районе Краснодарского края компания «Альтернативные топливные биотехнологии» («Альтбиот»).

Сейчас на заводе идет монтаж оборудования. Здесь будет установлено несколько линий немецкого про-

изводства, позволяющих делать экологически высококачественные пеллеты, а также заниматься глубокой деревообработкой. Проектная мощность производства составляет 10 т в час, или 86,4 тыс. т в год.

Свою продукцию компания намерена продавать в страны Европы, где потребность в пеллетах выше, чем в России.

www.wood.ru

СГМУП «ТЕПЛОВИК» УСПЕШНО ЗАВЕРШИЛО ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММЫ «СОФТ-ПОРТАЛ: УПРАВЛЕНИЕ СБЫТОМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ»

В апреле 2008 г. в абонентском отделе СГМУП «Тепловик» завершилось внедрение программы «Софт-Портал: Управление сбытом тепловой энергии, ред. ПРОФ». Внедрение осуществлялось силами специалистов отдела АСУ, совместно со специалистами компании «Софт-портал».

До начала внедрения в абонентском отделе расчеты велись вручную с использованием программы Excel. Не было возможности автоматически формировать месячные и квартальные отчеты, анализировать объемы реализации. По этим причинам процесс сдачи отчетности растягивался на большой срок. Ввиду обозначенных проблем перед специалистами отдела АСУ была поставлена задача перехода на удобное в использовании программное обеспечение, позволяющее полностью автоматизировать работу абонентского отдела и сдавать отчетность в короткие сроки. Поставленным условиям соответствовала программа «Софт-Портал: Управление сбытом тепловой энергии, ред. ПРОФ»

Группе по внедрению предстояло решить следующие задачи:

- доработка системы под требования специалистов отдела сбыта;
- доработка возможностей расчета водоснабжения и водоотведения;

● перенос данных из старой программы;

● обучение пользователей работе в системе.

В ходе внедрения возникали трудности с моделированием структуры сети, вводом счетчиков, с настройкой тарифов при расчете отпуска тепла. После решения этих проблем удалось получить корректный расчет.

Система, полученная в результате внедрения, смогла полностью автоматизировать функции абонентского отдела. Теперь нет необходимости ежемесячно вводить однотипные справочные данные. Время на выполнение расчетов значительно сократилось. Программа получилась удобной и легкой в использовании.

На данный момент система успешно запущена. В будущем планируется использование данной программы в системе планово-экономического и инженерного отделов предприятия.

«Софт-портал»

ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ЖЕЛЕЗНАЯ ДОРОГА МОДЕРНИЗИРУЕТ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ В ДЕПО

Монтаж модульных газо-лучистых обогревателей закончен в локомотивном депо «Отрожка» дирекции по обслуживанию пассажиров в пригородном сообщении Юго-Восточной железной дороги.

Как сообщает ИА «Воронеж-Медиа», под кровлями всех производственных помещений предприятия установлено в общей сложности 78 модулей разной мощности. По словам начальника производственного отдела локомотивного депо «Отрожка» Владимира Гармата, газо-лучистые обогреватели позволят на основе направленного излучения в инфракрасном спектре передать тепло обогреваемым поверхностям и работающему персоналу.

По информации службы по связям с общественностью Ю.-В. ж. д., для того чтобы новая система отопления заработала, необходимо подключиться к магистральному газопроводу высокого давления. Технологически задача осложняется тем, что депо расположено на перекрестке главных путей, под которыми придется прокладывать газопровод. Газопровод будет питать модульные обогреватели и новую газовую котельную предприятия, строительство которой запланировано на следующий год. По плану газ в депо поступил уже в конце декабря 2008 года.

Традиционно цеха обогревались конвекционным способом, т.е. тепло поступало из котельной предприятия и распределялось по радиаторам отопления. Однако большие по объему (длина — 220 м и высота — более 4,5 м) цеха никогда не удавалось прогреть полностью — температура в них в зимнее время не поднималась выше 12 °С. К тому же в старой котельной депо только в 2007 году израсходовали почти 1,5 тыс. т дорогостоящего топочного мазута.

Новые установки не только согреют производственные помещения локомотивного депо, но и позволят сэкономить миллионы рублей. По мнению специалистов службы технической политики Юго-Восточной железной дороги, использование модульных газо-лучистых обогревателей, которые окупятся за 3—3,5 года, принесет до 7,5 млн руб. экономии в год, а затраты на установку излучателей, автоматики 20,6 млн руб., выделенных ОАО «РЖД» по программе ресурсосбережения.

www.voronezh-media.ru

СВЕРХНОРМАТИВНЫЕ КОРРЕКТИРОВКИ ОПЛАТЫ ОТОПЛЕНИЯ

С началом отопительного сезона вновь остроту приобрела пробле-

ма сверхнормативного потребления тепла. Согласно постановлению федерального правительства №307, с июня 2006 года счета со сверхнормативными корректировками обязаны погашать жильцы. Напомним, что ранее на это выделялись бюджетные средства.

Сверхнормативное потребление возникает в результате того, что управляющие компании в условиях отсутствия приборов учета тепла рассчитывают платежи по определенным местными властями нормам. При этом реально полученный объем тепловой энергии чаще всего отличается от норматива в большую или меньшую сторону. Раз в год поставщики услуги подсчитывают разницу, которая распределяется между всеми потребителями пропорционально отапливаемой площади.

Такой порядок перерасчетов — результат несовершенства российской системы учета тепла.

На увеличение платежей влияет и банальное воровство. Например, проведенный летом 2008 года специалистами компании «Теплосбыт» (Приморский край) рейд выявил целый ряд случаев незаконного подключения к отоплению подвалов, гаражей и дач. Нередки случаи несанкционированного разбора сетевой воды в бытовых и коммерческих целях.

И все же основная причина возникновения корректировок — многочисленные утечки и прорывы труб. На данный момент, за все потери и незаконное потребление платят законопослушные граждане.

«Путь к решению проблемы корректировок счетов за сверхнормативное потребление — в установке теплосчетчиков на каждом объекте потребления, — отмечает Татьяна Кислякова, директор по продажам и маркетингу российского представительства компании Kamstrup, мирового лидера в производстве ультразвуковых приборов учета. — Тогда будет не только понятно, кто должен оплачивать тепло и в каком объеме, но и появится стимул принимать соот-

ветствующие меры по ликвидации потерь».

«Как показывает практика, там, где стоят приборы учета, мы серьезно экономим, — отмечает гендиректор УК «РЭМП Ленинского района» Екатеринбурга Александр Сизов. — Однако на других участках по-прежнему перерасход. Поэтому важно закрыть весь город приборами учета». В интересах жителей сделать это как можно быстрее. По утверждениям ЕРКЦ Саратова, независимо от типа дома цена теплосчетчика оказывается значительно ниже, чем сумма доначислений, которую жители оплачивают за год.

«Кризис отношений» в сфере расчетов за отопление омрачает жизнь как тепловым компаниям, так и потребителям. Поэтому наличие объективного и беспристрастного судьи в этих спорах крайне необходимо. И в роли такого независимого арбитра могут выступить только приборы учета тепла.

Kamstrup

В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ ПРОДОЛЖАЕТСЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

На Красноярском машиностроительном заводе изготовлен котел для блочно-модульной котельной малой мощности. Это первая продукция подобного рода, произведенная в крае. Предполагается, что ею оборудуют котельную в поселке Тарутино Ачинского района.

Красмаш — участник конкурса, объявленного администрацией Ачинского района среди поставщиков котельного оборудования.

Необходимость ремонта котельной в Тарутине назрела давно. На сегодня, по данным администрации Ачинского района, в домах тарутинцев не жарко — температура на выходе из котельной составляет 50—60 °С.

Новое котельное оборудование должно быть смонтировано и сдано к 15 декабря 2008 года. Ее мощность — 2,4 МВт. На финансирование мероприятия по строительству выделено 27 млн рублей.

На днях на ремонте котельной в поселке побывал депутат Законодательного собрания края Юрий Лебедев. Директор строительной компании ООО «ДПМК Ачинская» доложил парламентария о ходе строительства и о целевом использовании бюджетных средств. Лебедев заявил, что уверен: котельная в Тарутино будет запущена в срок, и следующий отопительный сезон для сельчан будет очень теплым, сообщили агентству в пресс-службе администрации Ачинского района.

Добавим, всего в Красноярском крае по программе модернизации источников теплоснабжения предполагается заменить более 2 тыс. котлов в разных населенных пунктах.

www.press-line.ru

СИБУР-НЕФТЕХИМ СТАНОВИТСЯ ЭНЕРГОНЕЗАВИСИМЫМ

Строительство технологической котельной ОАО «СИБУР-Нефтехим» в Дзержинске вступило в решающую стадию, сообщает пресс-служба компании. В начале ноября 2008 г. на подготовленные заранее фундаменты установлены котлы, поставленные датской фирмой AALBORG Industries.

В конце 2008—2009гг. котлы будут обвязаны трубопроводами, на объекте будет установлено комплектное оборудование. После окончания строительно-монтажных работ котельную подключат к сетям, будут проведены испытания и ввод объекта в эксплуатацию. Выход котельной на режим промышленной эксплуатации запланирован на 2009г. и будет приурочен к окончанию планового остановочного ремонта Завода окиси этилена и гликолей.

Решение о строительстве котельной для обеспечения тепловой энергией Завода окиси этилена и гликолей ОАО «СИБУР-Нефтехим» было принято инвестиционным комитетом ООО «СИБУР» (Москва) в сентябре 2006 г.

В марте 2007 г. СИБУР-Нефтехим подписал контракт с ООО «Генерация» (Екатеринбург), в соответствии с которым уральская компания приступила к проектированию и строительству данного объекта под ключ.

В конце августа 2008 г. основное технологическое оборудование будущей котельной водным путем было переправлено в Дзержинск из Копенгагена, разгружено в порту ОАО «Дзержинскиммаш» и доставлено на площадку. После проведения подготовительных работ начался монтаж оборудования на объекте.

Комплект оборудования технологической котельной включает три энергетических котла общей производительностью более 150 т пара в ч, сопутствующее электрооборудование, систему управления, основную арматуру.

Импортное высокопроизводительное оборудование является основным, оно определяет надежность установки в целом, его стоимость составляет половину стоимости всего проекта. Согласно проекту, в котельной будут использованы также отечественные изделия — строительные и ограждающие конструкции, трубы, емкостное оборудование и система водоподготовки.

По словам главного энергетика предприятия И. Самарина, новая котельная не затронет интересы других энергогенерирующих станций Дзержинска, а также организаций, закупающих тепловую энергию у ОАО «СИБУР-Нефтехим», зато существенно улучшит экономические показатели самой компании. Особенно это станет актуальным по мере завершения реформ в российской энергетике, сопровождающихся ростом цен на энергоносители. В этой связи наличие собственных генерирующих мощностей позволит защитить бизнес предприятия, снизит воздействие

ценовых рисков, отметил И. Самарин, напомнив, что у СИБУР-Нефтехима уже есть собственный энергоблок на Кстовской площадке.

По словам И. Самарина, будущая котельная в Дзержинске будет укомплектована технологическим персоналом, которому предстоит пройти обучение и стажировку на энергоблоке в Кстове, а затем приступить к пусконаладочным работам в Дзержинске.

Значение проекта по строительству собственной котельной для компании трудно переоценить. В ОАО «СИБУР-Нефтехим» проводится последовательная политика по достижению собственной энергетической безопасности и увеличению независимости от сторонних поставщиков тепловой энергии.

Снижение расходов на энергоресурсы позволит предприятию существенно снизить себестоимость продукции, производимой на Заводе окиси этилена и гликолей, что особенно важно в условиях ужесточающейся конкуренции.

«ПластЭксперт»

УСТАНОВКА ПРИБОРОВ УЧЕТА ПРИВОДИТ К СНИЖЕНИЮ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛА НА 20%

С 18 по 20 ноября 2008 г. в Москве и Санкт-Петербурге проходили «Российско-датские климатические дни». Вопросы энергосбережения обсудили представители 11 ведущих датских компаний, а также около 200 российских специалистов. Почетными гостями стали Его Высочество Принц Дании Йоаким и Посол Дании Пер Карлсен.

Участники Конференции отметили, что ключевым фактором повышения энергоэффективности является изменение психологии потребителя. «В России особенно заметно, как наличие перед глазами счетчика с цифрами расхода тепла позволяет

в корне изменить отношение к энергосбережению», — отметила Татьяна Кислякова, директор по продажам и маркетингу российского представительства Kamstrup. По словам Эдуарда Лисицкого, начальника департамента инвестиций и капитального строительства «ТГК-1», опыт показывает, что установка приборов учета приводит к изменению отношения потребителей к энергосбережению и 20-процентной экономии.

В связи с изменением психологии потребитель подходит к выбору прибора учета не формально, а прежде всего с точки зрения надежности и легкости снятия показаний. Это подтвердили представители Kamstrup, заявив о ежегодном увеличении рынка качественных теплосчетчиков в России на 30%.

Показателен факт использования датских технологий в строительстве зданий самого высокого уровня, в частности, башни «Федерация» столичного комплекса «Москва-сити».

В числе других тем, рассмотренных на конференции, — снижение потребления электроэнергии за счет использования экономичного насосного оборудования (Grundfos), эффективность частотного регулирования (Danfoss), уменьшение затрат путем автоматизации (Picca & MJK), преимущества интегрированных коммунальных систем (Grontmij/Carl Bro).

Спикеры пришли к выводу о том, что наиболее эффективен комплексный подход к энергосбережению. Например, типовой проект реконструкции жилого дома должен включать в себя: установку узла учета, утепление стен и окон здания, замену инженерного оборудования и организацию управления теплоснаблением с помощью автоматики. При этом теплосчетчик не только позволяет контролировать эффективность проводимых мероприятий, но и является единственным фактором, стимулирующим потребителей вкладывать деньги в энергосбережение своего дома.

Kamstrup



**А. В. Кондратьев,
канд. тех. наук, доц.
кафедры «Электроснабжение
промышленных предприятий»
Московский энергетический
институт (ТУ)**

СТАНОВЛЕНИЕ СИСТЕМЫ ПЛАНОВОГО РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Разработка системы рациональной эксплуатации и планового ремонта оборудования была начата в СССР в 1923 году [1]. Одновременно с решением об индустриализации страны и созданием Государственного института по проектированию металлических заводов (Гипромез, 1926), на который была возложена разработка проектных заданий по всем заводам тяжелой промышленности, был определен подход к организации ремонта в стране. Он заключался в определении численности ремонтного персонала по полному списку электрических машин (которых тогда в цехах были лишь десятки и редко — сотни), трансформаторов, низковольтной и высоковольтной аппаратуры, освещения, в проектировании электроремонтных мастерских на каждом из заводов. Типовые решения были опубликованы и широко обсуждались [2].

Совещание (Харьков, 1930) по проектированию электрической части, в том числе электропривода, рассмотрело и вопросы эксплуатации. Эта работа была продолжена, в частности, инженерами Поповым А.Г. и Спиридоновым В.В., результаты были обобщены в 1931 г. [3]. В середине 30-х, когда уже начали работу многие новые заводы, была развернута модернизация существующих, проблема ремонта обострилась. Был принят ряд документов, в соответствии с которыми начали издавать приказы о планово-предупредительном ремонте (ППР) на всех промышленных предприятиях и разрабатывать нормы на ремонт.

В условиях военного времени электрическое хозяйство стремительно росло количественно и изменялось

качественно. Это (по приказу Государственного комитета Обороны) потребовало в 1944 г. создания служб главного энергетика на предприятиях с электрической мощностью 1000 кВт и выше (при 3000 кВт — главный энергетик был в должности заместителя главного инженера). По всем заводам сразу после окончания войны началась корректировка проектных заданий, где определялись основные электрические показатели и решались проблемы электроремонта с ориентацией на внутризаводскую форму.

Создававшаяся новая ситуация потребовала изучения мирового опыта. Американская электромоторная и ремонтная компания сформулировала следующие принципы работы в США [4]:

- 1) при конструировании уделять исключительное внимание быстрозаменяемости деталей, узлов машин и агрегатов;
- 2) производство электромашиностроительными фирмами в большом количестве всех видов запчастей и бесперебойное снабжение ими потребителей;
- 3) минимизация ремонтных работ действующих промышленных предприятий;
- 4) организация электромашиностроительными фирмами специализированных монтажных ремонтных баз заводского типа, с квалифицированным персоналом и со специальным оснащением;
- 5) подробная проработка документации по ремонту механической части, обмоток, пропитке, лакированию, сушке.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Этим требованиям отвечали фирмы типа «сервис шоп»: «Вестингауз Электрик» (Питсбург) — площадь спецздания 7500 м², из которых отведено под ремонт 1500 м², штат 75 человек (и 12 человек в офисе в Чикаго); «Дженерал Электрик» (Питсбург) — здание построено в 1941 г., площадь — 3000 м².

В 1948 г. вновь обсуждалась концепция «что делать с ремонтом», которая была распространена на электротехнические службы предприятий и которую создавали машиностроители, включив в свою систему ППП основное электрооборудование без разделения на отраслевую специфику (пример в табл. 1).

В постановлении совещания главных механиков и работников ремонтных служб предприятий и министерств, посвященного 25-летию введения планового ремонта оборудования в СССР, говорилось, что «созданная советскими научными работниками и инженерами система рациональной эксплуатации и планового ремонта оборудования полностью оправдала себя на практике и принесла нашему социалистическому народному хозяйству огромную пользу».

В ППП [1] была определена структура межремонтного цикла, которая представляла собой перечень и последовательность выполнения ремонтных работ и работ по техническому уходу в период между капитальными ремонтами или между вводом в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом. Устанавливались также виды плановых ремонтов: *малый*, при котором заменой или восстановлением изношенных деталей и регулированием механизмов обеспечивается нормальная эксплуатация агрегатов до очередного планового ремонта; *средний*, когда производят частичную разборку агрегата, капитальный ремонт отдельных узлов, замену и восстановление значительного количества изношенных деталей, сборку, регулирование и испытание агрегата под нагрузкой; *капитальный*, при котором производят полную разборку агрегата, замену изношенных деталей и узлов, ремонт базовых и других деталей и узлов, сборку, регулирование и испытание агрегата под нагрузкой.

Однако предполагаемая полная централизация ремонта электрооборудования на базе предприятий Минэлектротехпрома СССР породила в промышленности определенные трудности, приведшие к ее отторжению. Во-первых, в 1950-е — начале 1960-х годов количество установленного оборудования стало резко расти (в 2—5 раз быстрее, чем предусматривал проект); во-вторых, не была решена задача своевременной поставки Минэлектротехпромом комплектующих; в-третьих, промышленности был необходим ремонт различной сложности и оборудования разных поставщиков (доля иностранных двигателей и тогда составляла 20—30%). Минэлектротехпром же установил жесткие ограничения на дефектовку, с которыми он принимал машины от предприятий, ограничив нетипичные поломки.

Поэтому стала очевидной необходимость организации ремонта «у себя». Так, например, в металлургии появилась первая инструкция о порядке оформления заказов на ремонт электрооборудования [6]. В 1964—1967 гг. были приняты нормы по ремонту электрооборудования по отраслям, в том числе и в сельском хозяйстве, для угольных шахт, горнорудной и оборонной промышленности.

Быстрому развитию собственной ремонтной базы все время противодействовали, в том числе Минэлектротехпром, мотивируя тем, что централизованный ремонт лучше, чем ремонт на заводах. В результате было принято решение о передаче всех электроремонтных цехов (ЭРЦ) в ведение Минэлектротехпрома. Однако опыт оказался неудачен (это особенно видно на примере Криворожского металлургического завода, который, передав ЭРЦ, вынужден был строить свой новый).

При обосновании экономической целесообразности внезаводской централизации не учитывали не только большое количество типоразмеров, но и ряд других обстоятельств. Электроремонтный цех металлургического предприятия был обязан ремонтировать практически все электродвигатели, а специализированный межотраслевой завод принимал в ремонт, как правило, двигатели определенных серий, средней мощностью несколько киловатт. Ремонтный завод

Таблица 1

Категории сложности ремонта асинхронных двигателей*

Мощность двигателя, кВт	Вид двигателя	
	асинхронные с короткозамкнутым ротором	асинхронные с фазовым ротором
Низковольтные (380 В):		
15,1–20,0	3,1	4,5**
20,1–30,0	3,7	5,2**
30,1–40,0	4,4	6,0**
40,1–55,0	5,1	7,0**
Высоковольтные:		
450	25	33
1000	50	65

* За единицу взята трудоемкость ремонта двигателя 0,6 кВт.

** Взрывобезопасные и крановые.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

был менее ограничен в сроках, тогда как цех металлургического предприятия часто выполнял срочные работы, а также работы по модернизации, ремонту низковольтной аппаратуры и различного специализированного электротехнического оборудования, электромонтажные работы, изготавливал щиты станций управления, запасные части. Все это необходимо было делать и для импортного, и для снятого с производства оборудования, которое и сейчас составляет значительный процент всего установленного. Существенны различия и в прохождении документации.

В конце 70-х были рассмотрены два возможных пути осуществления внутризаводской централизации [7].

1. Усиление роли службы главного электрика, т.е. возложение на нее ответственности за все электрооборудование и электротехнический персонал, а также за весь электроремонт (рис. 1). Необходимость выделения службы главного электрика в самостоятельную с непосредственным подчинением главному инженеру диктовалась соотношением между электрической и энергетической службами по стоимости сооружений, количественному и качественно-му составу оборудования, численности персонала.

2. Отделение всего электроремонта от собственно эксплуатации и объединение его с другими ремонтными службами (прежде всего с ремонтной службой главного механика). При этом полагалось, что в дальнейшем будет легче выделить его в специализированный ремонтный трест и создать самостоятельную хозяйственную ремонтную службу (как отдельной подотрасли черной металлургии или специальной ремонтной отрасли).

Оба пути имели свои достоинства и недостатки. Но директивно был принят первый. Ценологические свойства электрического хозяйства с неизбежностью индивидуализировали структуру служб главного электрика, деформировав тем самым рекомендованную в 70-е годы для черной металлургии схему (рис. 1), вошедшую впоследствии в учебники. На примере Запсиба, где служба главного электрика была, по ряду причин, отделена от главного энергетика, можно увидеть значительные, но неконцептуальные различия в структуре. Электроремонтная база Запсиба была создана для выполнения всех видов ремонта электрических машин всех мощностей и напряжений, включая капитальный и средний ремонты машин переменного тока (более двух тысяч видов-типоразмеров) до 14 тыс. шт./год.

Свершился своеобразный возврат к взглядам 30-х годов, когда уже к концу первой пятилетки с вводом в эксплуатацию новых крупных заводов и дальнейшим увеличением парка оборудования на действующих предприятиях выявилось, что централизованная межзаводская и межотраслевая форма централизации ремонтов создавала большие трудности: уменьшалась оперативность производства ремонтных работ и межремонтного обслуживания, снижалась ответственность цехового персонала за состояние оборудования и др. Выполнение малых и средних ремонтов машин и текущее их обслуживание были вновь переданы цеховым электроремонтным базам.

Создание электроремонтных цехов привело к внутризаводской централизации всех работ по обслуживанию и ремонту машин. Эта организационная форма позволяла лучше использовать имеющееся в ремонтных службах оборудование и специализировать ремонтных рабочих. Она призвана была обеспечить повышение качества и снижение себестоимости ремонта машин, а также текущих эксплуатационных расходов.

К проектированию электроремонтных цехов в 60—70-е годы существовало два подхода:

- первый — Минэлектротехпрома; он был ориентирован на не крупные базы цеховых мастерских и предусматривал ремонт массового (двигателей, трансформаторов) и сложного электрооборудования на заводах-изготовителях (шеф-ремонт) или специализированных заводах, которых Центральное конструкторское бюро «ЦКТБЭР» обеспечивало документацией;

- второй — отраслевых министерств (будет показан далее на примере Минчермета СССР).

Для первой централизованной формы предусматривали сооружение электроремонтных цехов и сооружений в корпусах (цехах) электроремонтных баз для выполнения всех видов ремонта, межремонтного обслуживания и модернизации (все это — для объектов, эксплуатирующихся до 2000 электродвигателей). Разработанные типовые нормы [8] предусматривали градацию по величине цеховых мастерских: 1-я — для 200÷500 электродвигателей, 2-я — 500÷1000 шт., 3-я — 1000÷1500 шт., 4-я — 1500÷2000 шт.

В черной металлургии утвердили собственное положение о ППР и собственные нормы (позднее несколько раз переработанные), которые опирались на принятую в то время концепцию, основанную на умении посчитать все и все расписать [9]. Были приняты следующие виды ремонтов:

- *текущий ремонт* — чистка, замена или ремонт быстроизнашивающихся частей, регулировка узлов и механизмов для обеспечения безотказной работы электрооборудования на протяжении всего межремонтного периода;

- *средний* — полная или частичная разборка электрооборудования, ремонт и замена изношенных деталей и узлов, восстановление качества изоляции путем пропитки и сушки, регулировка, наладка и испытание;

- *капитальный* — восстановление всех номинальных характеристик и параметров электрооборудования, как правило, с заменой обмотки, с обеспечением его работоспособности в течение гарантийного срока до очередного капитального ремонта.

По своему содержанию средний ремонт — это текущий ремонт, включающий дополнительные операции: переизолировку, пропитку и лакировку лобовых частей обмоток статора, фазового ротора, катушек полюсов, проточку контактных колец, проточку и продороживание коллектора, ремонт или замену подшипников. Во многих отраслях [10] средний ремонт не включали в систему ППР. В черной металлургии прерывность процесса прокатного производства обуславливала необходимость своеобразной

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

профилактики электрооборудования — среднего ремонта, повышавшего надежность и снижавшего неравномерность отказов. В объем среднего ремонта входят: все операции текущего ремонта, полная разборка электрической машины с устранением поврежденных мест обмотки без ее замены; промывка узлов и деталей; замена неисправных пазовых клиньев и изоляционных втулок; мойка, протирка и сушка обмоток; пропитка обмоток; покрытие обмоток эмалями; проверка неисправности и крепление вентилятора; проточка шеек вала после наплавки и ремонт беличей клетки (в случае необходимости); проверка и выверка зазоров; смена фланцевых прокладок; при необходимости, заварка и проточка заточек щитов электрической машины; проточка и шлифовка контактных колец; ремонт и регулировка щеточных механизмов; проточка коллектора и его обработка; промывка подшипников качения и закладка в них смазки; промывка подшипников скольжения и, при необходимости, перезаливка вкладышей подшипников или их шабровка; частичная пропайка «петушков»; испытание изоляции обмоток повышенным напряжением; балансировка ротора (якоря); сборка электрической машины и испытание в соответствии с ГОСТом.

В качестве иллюстрации подхода, который в современных условиях оказывается невыполнимым из-за требующихся объемов и ценологического разнообразия установленного электрооборудования, приведем часть общей таблицы структуры циклов (табл. 2) и продолжительность циклов (табл. 3).

Метод определения численности обслуживающего персонала любым из тогда известных способов предполагал наличие перечня электрооборудования, составленного в соответствии с [8, 9] или с действующей в отрасли системой ППР. Для каждой конкретной единицы электрооборудования имелись нормативы трудоемкости, определенные для текущего, среднего и капитального ремонтов, которые детализируются в зависимости от содержания работ. Система ППР указывает, что лишь суммарная трудоемкость всех видов профилактических ремонтов и технического обслуживания определяет структуру и численность энергетической службы предприятия. Это широко распространенное убеждение, что существует жесткая, однозначная зависимость между принятой структурой ремонтных циклов, продолжительностью межремонтных периодов и ремонтных циклов, с одной стороны, и проектной, пла-

Таблица 2

Структура ремонтных циклов

Наименование электрооборудования	Группа режима работы	Чередование видов ремонта	Число ремонтов в цикле		Продолжительность ремонтного цикла, годы
			текущий	средний	
Электрические машины переменного и постоянного тока мощностью 101–1000 кВт	I	К-8Т-С-8Т-К	16	1	18
	II	К-7Т-С-7Т-С-7Т-К	21	2	12
	III	К-11Т-С-11Т-С-11Т-К	33	2	9
	IV	К-11Т-С-11Т-С-11Т-К	33	2	6
Силовые трансформаторы III габарита	I	К-14Т-К	14	—	15
	II	К-5Т-К	5	—	6
	III	К-5Т-К	5	—	6

Таблица 3

Продолжительность ремонтных циклов и межремонтных периодов

Наименование электрооборудования	Группа режима работы	Продолжительность периода		
		между текущим и очередным ремонтом, месяцы	между средними ремонтами, годы	ремонтного цикла, годы
Электрические машины переменного и постоянного тока мощностью 101–1000 кВт	I	12	9	18
	II	6	6	12
	III	3	3	9
	IV	2	2	6
Силовые трансформаторы III габарита	I	12	—	15
	II	12	—	6
	III	12	—	6

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

нируемой численностью электротехнического персонала, с другой, ошибочно, так как не учитывает вероятностного характера событий, связанных с обслуживанием, т.е. одно из основных положений системы ППР статистически не подтверждается [3, 11].

Однако практика проектирования крупных электроремонтных цехов и необходимость определения численности электротехнического персонала по предприятию в целом потребовала и оценки электрического хозяйства основными электрическими показателями, и перехода на их основе к определяющим критериям [11, 12]. Под эту концепцию Гипромезом были разработаны нормы проектирования [13], в которых указывалась нелинейность зависимости между объемами ремонтов и численностью электротехнического персонала ($N_{\text{эп}} \sim \sqrt[3]{n^2}$ — усредненная величина). Было принято решение о строительстве крупных ЭРЦ (на Череповецком, Магнитогорском, Западно-Сибирском, Новолипецком металлургических комбинатах и др.).

На Урале, в Центре, на Украине были организованы отраслевые тресты, которые стали централизованно ремонтировать электрооборудование своего региона, не охваченного внутризаводской централизацией. Но главное, что были созданы отраслевые заводы, которые наладили выпуск комплектующих, запчастей, секций, крепежа из наиболее крупных электроремонтных блоков (в частности, в Брянске), следует отметить второй в мире по занимаемой площади блок «Энергоремонт» на Оскольском электрометаллургическом комбинате (рис. 2 [14]) и блок, пущенный на Запсибе в 2002 г. (три пролета по 24 м, длина — 264 м). Таким образом, в конце 1970-х годов была реализована американская идея о централизованных поставках запчастей; вынужденно она была воплощена на внутриотраслевом уровне.

Пик развития системы ремонта электрооборудования пришелся на 70—80-е годы, когда для отраслевых министерств была утверждена «Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования предприятий» [10] (для профильных направлений она была впоследствии доработана; последние редакции приходятся на 1987—1989 гг.), выпущен ряд значимых постановлений Правительства.

В настоящее время часть предприятий продолжает пользоваться все теми же документами по ППР, хотя они фактически устарели. В Харькове ВНИИОчермет уже заканчивает разработку нормативной базы ремонта и обслуживания электрооборудования, и с 2008 г. на Украине начала действовать ППР в новой редакции. Следует отметить, что прекращение финансирования, спад производства в 90-е годы, свертывание проводимых в области электроремонта масштабных исследований, замедление использования ценологических представлений вызвали определенный застой в развитии теории и практики электроремонта в России. Предпринятая попытка возрождения системы ремонта и создания реально действенной инструкции — распоряжение Минпромнауки № 05—900/14—108 от 29.05.2003 г. «О разработке Единого

положения по планово-предупредительным ремонтам технологического и механического оборудования» — не была реализована. Работы по созданию нового положения были свернуты в связи с реорганизацией основного заказчика разработки — Минпромнауки России [15].

Действующая на заводах система ППР в полном объеме уже давно не выполняется. Прежнее планирование, основанное на однозначном расчете «все и вся», подразумевает достаточное финансирование, наличие квалифицированных, знающих местные условия трудовых ресурсов. Все это в большой степени становится дефицитным. Спрос на ремонт электрооборудования превысил возможности промышленных предприятий и не может быть удовлетворен прежней организацией электроремонта. В стране назрела необходимость изменения системы обслуживания и ремонта.

Из четырех известных основных стратегий технического обслуживания и ремонта (регламентной, планово-предупредительной, по техническому состоянию и по отказам) до сих пор действуют первые две и лишь недавно начали проявляться попытки контроля технического состояния, позволяющего учитывать реальное состояние электрооборудования, чтобы воздействовать на наработку на отказ. В области ремонта электрооборудования все еще отсутствуют или единичны случаи внедрения качественно новых подходов к функционированию электроремонта; медленно осознается, что действующая система планирования ремонта и технического обслуживания электрооборудования неэффективна и не может стать эффективной без учета последствий количественного роста и ценологического разнообразия установленного (ремонтируемого) электрооборудования.

В данной ситуации целесообразным может быть подход, базирующийся на системном описании электрического хозяйства для целей электроремонта, осуществляемом с использованием основных и вспомогательных критериев и на принципах унификации электрооборудования [14, 16]. Для такого подхода необходимо, чтобы каждый элемент, входящий в множество, мог заменить любой другой элемент и быть замененным таким образом, чтобы снизилось видовое разнообразие установленного электрооборудования. Уменьшение разнообразия оборудования ведет к увеличению серийности, следовательно, к повышению производительности труда при монтаже, эксплуатации и ремонте. Другими словами, для предприятий, ремонтирующих 800—1000 электрических машин в год, образуется «хвост» из машин, устойчиво прогнозируемых для ремонта на следующий год (или месяц). Возможность ремонта небольшими партиями одного типоразмера повышает производительность труда обмотчиков на 10—20% [3, 14].

Важным направлением оптимизации ремонта должно стать моделирование входящего потока электрооборудования, поступающего на обслуживание и ремонт в электроремонтный цех, управление этим потоком на основе упорядочения структуры установленного электрооборудования, а также оценки эффективности станочного парка и оборо-

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Таблица 4

Фактическая численность цеха Управления главного электрика

Подразделение	Численность персонала			
	дежурный	ремонтный	ИТР	Всего
2004 г.				
Центральная заводская электролаборатория	4	55	54	113
Электроремонтный цех	—	240	27	267
Цех оперативного электроремонта (куст)	—	180	23	203
Цех сетей и подстанций	150	137	41	328
2006 г.				
Центральная заводская электролаборатория	0	0	0	0
Электроремонтный цех	0	0	0	0
Цех оперативного электроремонта (куст)	0	0	0	0
Цех сетей и подстанций	0	0	0	0
Основные и вспомогательные цеха	1198	1544	473	3215

дования отделения при централизованном ремонте. Речь идет о теории массового обслуживания, которая должна стать рабочим инструментом при организации электроремонта, поскольку дает возможность изменить интенсивность загрузки (использования) каждого рабочего места.

Подведем итог обсуждению необходимости сохранения электроремонта на предприятиях: *ремонт, хотя и в уменьшающемся объеме, но остается как услуга*. Целесообразность проведения ремонта электрооборудования по-прежнему обосновывают:

- 1) меньшей материалоемкостью;
- 2) большей оперативностью (в случае выхода из строя уникального оборудования в удаленных районах заменить его в сжатые сроки проблематично, лишь ремонт снимет все вопросы);
- 3) возможностью ценологического управления разнообразием с целью повышения эффективности за счет организации ремонта малыми партиями;
- 4) сокращения ремонтников в цехах при передаче текущего ремонта и обслуживания ответственных электрических машин в электроремонтные подразделения (собственные или сервисные);
- 5) снижением давления на окружающую среду (сломанное оборудование ремонтируется, а не отправляется на переплавку, медь больших сечений используется вторично и т.д.).

В табл. 4 приведены данные по подразделениям, которые входили в службу главного электрика (энергетика) одного из российских промышленных предприятий три года назад и по численности превышали 900 чел. Сегодня

именно ЦЭТЛ, ЭРЦ, ЦОЭЛ, ЦСП выведены из штата полностью в юридически самостоятельные структуры. Последняя строка таблицы характеризует персонал, который пока еще сохранен, но с неизбежностью будет сокращаться в последующие годы.

Таким образом, в последние годы в отраслях промышленности коренным образом изменился подход к обслуживанию и ремонту электротехнического оборудования и электрических сетей.

Происшедшие перемены неизбежны [17]. Но насколько целесообразно резкое изменение в схеме управления электрикой вообще и электроремонтом, в частности? Действительно, что делать и на что ориентировать громадные электроремонтные базы [18]? Потребители должны заниматься непосредственно эксплуатацией, обеспечивающей основную технологию. Различные подходы к электроремонту, безусловно, подлежат рассмотрению с теоретической и практической точек зрения, как это уже делается на Украине. Поскольку изложенные особенности организации ремонта электротехнического оборудования пришли в противоречие со сложившимися рыночными условиями, которые связаны со вступлением России в постиндустриальное информационное общество, то нужны взвешенные решения. Человеческий ресурс приобрел особенную ценность, осложненную (для нас) более низкой производительностью труда.

Начала реализовываться, в частности, в металлургии, стратегия сохранения на заводах преимущественно технологического персонала и вывода всего персонала, ремонтирующего электрооборудование, и большей частью дежурного электротехнического персонала.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

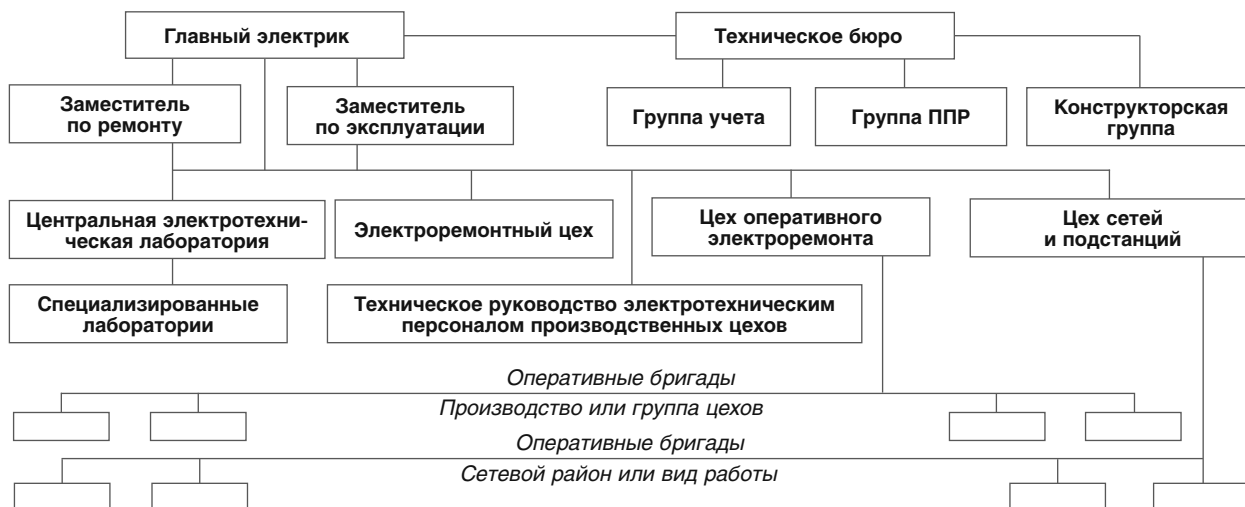


Рис. 1. Структурная схема управления электрохозяйством крупного металлургического предприятия

Литература

1. Единая система планово-предупредительного ремонта и рациональной эксплуатации технического оборудования машиностроительных предприятий. Под ред. проф. М. О. Якобсона. М.: Матгиз, 1964. 584 с.
2. Трапицын В., Толстой К. Проектирование электроремонтных мастерских крупных металлургических заводов/Бюлл. Гипромеза. 1930. №6 (14). С. 55—70; №7 С. 37—52.
3. Фуфаев В. В. Ценологическое определение параметров электропотребления, надежности, монтажа и ремонта электрооборудования предприятий региона. М.: Центр системных исследований, 2000.
4. Агрэ Л. Э. Ремонт электрооборудования в США. М.: ТО ЦПП МЧМ СССР, 1946. 42 с.
5. Суркова С. П., Тихонов Н. П. Специализация вспомогательного производства и ее экономическая эффективность. Харьков, 1973. 102 с.
6. Инструкция о порядке оформления заказов на ремонт электрооборудования предприятий металлургической промышленности. М., 1950. 24 с.
7. Кудрин Б. И. Ремонт и обслуживание электротехнического оборудования заводов черной металлургии// Промышленная энергетика. 1979. №11. С. 31—35.
8. Общесоюзные нормы технологического проектирования электроремонтных цехов (отделений) машиностроительных предприятий. ОНТП-01—78. М.: Минэлектротехпром СССР, 1978. 43 с.
9. Положение о планово-предупредительном ремонте электрооборудования на предприятиях системы Министерства черной Металлургии СССР. М., 1970.
10. Синягин Н. Н., Афанасьев Н. А., Новиков С. А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. М.: Энергоиздат, 1984. 448 с.
11. Кудрин Б. И. К вопросу о проектировании электроремонтных цехов металлургических заводов//Промышленная энергетика. 1969. №11.
12. Кудрин Б. И. О некоторых вопросах теротехнологии электрического хозяйства крупных промышленных предприятий/В сб.: Электрификация металлургических предприятий Сибири. Вып. 3. Томск: Изд-во ТГУ, 1976.
13. Указания и нормы технического проектирования и технико-экономические показатели электрохозяйства предприятий черной металлургии. ВНТП 1—31—80. Металлургические заводы. Т. 7. Электрохозяйство. М.: МЧМ СССР, 1981. 123 с.
14. Кудрин Б. И. Организация, построение и управление электрическим хозяйством промышленных предприятий на основе больших систем: Дисс... д-ра техн. наук по спец. 05.14.06 — Электрические системы и управление ими. Вып. 24. «Ценологические исследования». Томск: Том. политехн. ин-т, 1976. 452 с. — М.: Центр системных исследований, 2002. 368 с.
15. Ящура А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник. М., 2005.
16. Кудрин Б. И. К вопросу о математической интерпретации определяющих критериев при проектировании электроремонтных цехов/В сб. Электрификация металлургических предприятий Сибири. Вып. 1. Томск: Изд-во Томск. гос. ун-та, 1971.
17. Организационные проблемы эффективности электропотребления и электроремонта. Передовая/Электрика. 2003. №8. С. 3—6.
18. Блинов В. А., Новоселов В. В. Электроремонтная база Запсиба/Электрика. 2002. №8. С. 7—16.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

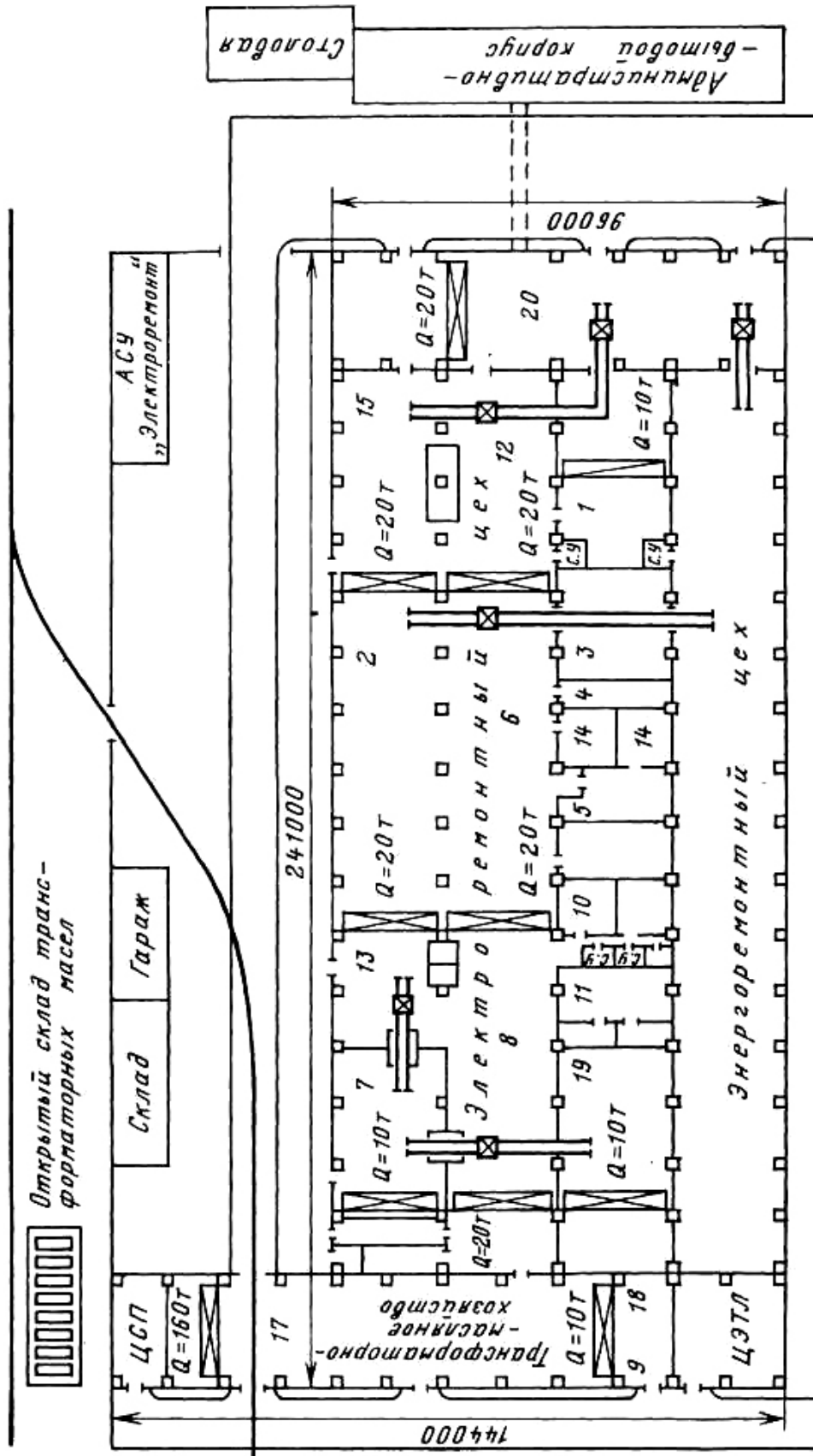


Рис. 2. Генеральный план блока «Электроремонт» ОЭМК

ВЫСТАВКИ



ИТОГИ MAINTAN 2008

Заметки с площадок выставки

Очередная выставка по техническому обслуживанию промышленного оборудования MAINTAIN прошла с 14 по 16 октября 2008 года в центре мероприятий «М.О.С.» в Мюнхене. На ней не только была представлена новая продукция, услуги, методы и программы, но также обсуждался круг новых проблем и пути их решения. Обсуждение велось как в общей программе выставки, так и на многих специальных мероприятиях, и вызвало немалый интерес у посетителей и участников выставки.

Каковы же итоги выставки, после того как двери «М.О.С.» в Мюнхене закрылись?

Норберт Бэргманн, управляющий директор выставочной компании Messe Munchen GmbH, привел факты, которые показывают, что, в целом, выставка развивается успешно.

«Семья MAINTAIN продолжает расти», — заявил он. — 251 участник из семи стран и 5100 посетителей из 31 страны побывали на выставке в этом году. Я рад росту числа экспонентов и гостей, которых привлекла выставка, в частности, тому факту, что среди аудитории было много новых посетителей, особенно из стран недавно вступивших в ЕС. Это заставляет нас продвигать марку MAINTAIN на новые рынки».

Процесс интернационализации выставки идет, может быть, не так быстро, как хотелось бы, но зато непрерывно. На этот раз страны по количеству посетителей распределились в такой последовательности — Германия, Австрия, Швейцария, Чешская Республика, Польша, Словения, Нидерланды и Словакия.

Но Messe Munchen GmbH, как можно было узнать на информационной встрече на организованном Verlag moderne industrie форуме, уже смотрит дальше. Отдел пер-

спективных направлений развития, организатора выставки, представил результаты исследования, которое знакомит с ситуацией на рынке управления инженерной инфраструктурой в Восточной Европе и специально в России. Результаты выглядят ободряющие: проведение выставки или конгресса по этой тематике в Восточной Европе кажется рациональным.

Как будет развиваться интернационализация в других частях Европы, и пройдет ли хоть раз такая выставка в Москве или Санкт-Петербурге?

На форуме «Тенденции в обслуживании» EFNMS (European Federation of National Maintenance Societies), ведущая Европейская федерация национальных обществ технического обслуживания, представила общеевропейский проект по охране труда, который может расцениваться, как первая ласточка долгосрочного сотрудничества. И очередное проведение конгресса «Еврообслуживание» уже намечено на 2010 год в Италии и на 2012 год в Сербии — это показывает также общие интересы Федерации и выставки в укреплении ее марки в Центральной и Восточной Европе. Недавно произошло вступление национального Австрийского общества технического обслуживания и управления инженерной инфраструктурой (MFA) в EFNMS. Такое наведение мостов могло бы еще легче происходить в направлении Балкан и СНГ в будущем. MAINTAIN там также могла бы извлечь пользу из сотрудничества с EFNMS и стать больше, чем ведущая европейская выставка.

Однако, кроме поиска «новых направлений сотрудничества», жизнь кипела и на других площадках выставки. Это относится к проходившему впервые в этом году форуму «Тенденции в обслуживании» по теме «Компетентный персонал в обслуживании». Здесь промышленные произ-

MAINTAIN 2009

Премьера отраслевой выставки по техническому обслуживанию промышленного оборудования MAINTAIN, в Центре мероприятий «М.О.С.» в Мюнхене, успешно прошла в 2005 году. Это — биржа идей, стратегий и концепций. Ее задача — информировать специалистов и экспертов о современных решениях в области технического обслуживания и ремонта промышленного оборудования и промышленных сооружений. На выставке подробно обсуждаются вопросы ТО, как экономического фактора, она дополняется форумами и интернет-поддержкой.

MAINTAIN 2009 пройдет с 13 по 15 октября 2009 в центре мероприятий М.О.С. Мюнхене.

Руководство проектом: Bettina Albrecht

водители обсуждали, в частности, нехватку квалифицированных специалистов по техническому обслуживанию и свое отношение к ликвидации этого недостатка. В дискуссионных группах обсуждалась также текущая ситуация в образовании, обучении по специальности и переподготовке собственных сотрудников.

Как оказалось, и здесь у фирм есть желание сотрудничать, несмотря на то, что осуществить это непросто в условиях возрастающей конкуренции. К сожалению, для этого по-прежнему не хватает независимых площадок, их, например, могли бы предоставить учебные заведения. Также, как известно, очень не хватает программ по техническому обслуживанию в немецких институтах. Так что, от этого направления в ближайшее время едва ли стоит ждать заметную поддержку. Эта пессимистичная оценка опирается также на то, что в дискуссионных группах на форуме «Тенденции в обслуживании» весь цвет преподавательского состава, от преподавателя профессиональной школы до университетского профессора, встречал, крайне редко. Создать условия для лучшего сотрудничества — задача не только MAINTAIN, но и обществ, занимающихся техническим обслуживанием, таких как: FVI (Forum Vision Instandhaltung), GFIN (Gesellschaft für Instandhaltung), EFNMS и предприятий, работающих в этой области.

Но, несмотря на эту печальную картину, первые сдвиги, которые произошли в контексте MAINTAIN в этом направлении, все же есть. А именно — подписание договора о сотрудничестве между частным институтом ISS Hamburg (International Business School of Service Management) из Гамбурга, Fraunhofer IML (Institut für Materialfluss und Logistik) из Дортмунда и FVI и старте профессионально-образовательной программы переподготовки — MBA of Service Management в ISS Hamburg. Теперь специалисты и руководящие работники могут начать двухгодичную учебу MBA с первого полугодия 2009 года в Гамбурге.

Также под девизом сотрудничества на MAINTAIN прошло представление новой федерации. Томас Тепфер, председатель правления Bilfinger Berger Industrial Services AG, обосновывал выбор места и времени этой презентации следующим образом: «На четвертом году своего существования MAINTAIN очень наглядно показывает, что промышленный сервис предстает сегодня как самостоятельная отрасль. Выставка была, вместе с тем, идеальным местом для представления нового промышленного объединения Wirtschaftsverband für Industrieservices — WVIS e. V, основание которого инициировало Bilfinger Berger Industrial Services AG совместно с MCE AG и Voith Industrial Services Holding GmbH.

Теперь можно только предполагать, как повлияет на выставку это объединение и подписанные соглашения с крупными предприятиями бытового обслуживания. Увеличение номенклатуры и объемов работ в управлении инженерной инфраструктурой предприятий могли бы происходить за счет более сильного влияния крупнейших подрядных организаций. Так, предприятия по техническому обслуживанию Австрии и Швейцарии уже занимаются управлением инженерной инфраструктурой и считают это слияние неминуемым, и, наверное, новые направления сотрудничества могут развиваться также и в этой области.

И последнее, но не менее важное, на площадке MAINTAIN можно было слышать, что немецкие общества по техническому обслуживанию GFIN, DKIN и FVI хотят сотрудничать более тесно. Если это так, то после многих лет разобщенности это было бы, вероятно, историческое событие, а также знак того, что техническое обслуживание стало важным и принимаемым всерьез экономическим фактором.

EFNMS

European Federation of National Maintenance Societies — Европейская федерация национальных обществ технического обслуживания со штаб-квартирой в Бельгии. Объединяет некоммерческие национальные общества технического обслуживания в Европе.

Основная задача EFNMS — представлять национальные общества, координировать их работу и способствовать обмену знаниями по техническому обслуживанию в Европе.

А также информировать о современных тенденциях в управлении техническим обслуживанием, эффективных техниках и методах в этой области, распространять и публиковать практический опыт и результаты научных исследований, разрабатывать стандарты, концепции для образования и сертификации сотрудников.

Президент EFNMS — Ханс Клемме-Вольф из Швейцарского общества технического обслуживания и управления инженерной инфраструктурой (MFS).



З. Кузнецова,
журнал «Снабжение и сбыт»

ОБЗОР ПРОДУКЦИИ МИРОВЫХ ЛИДЕРОВ ОТОПИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Современный рынок отопительного оборудования предлагает потребителю большой выбор отопительной техники, которая отвечает самым разнообразным запросам в отношении условий ее эксплуатации, а также соотношению качества и цены. При этом довольно обширен список производителей, основывающих свое производство на передовых технологиях. В данном обзоре представлены мировые лидеры и их продукция в области отопительного оборудования для промышленного производства.

КОТЛЫ И КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Buderus Heiztechnik GmbH

Концерн Buderus — один из ведущих мировых изготовителей отопительного и климатического оборудования. Возникновение концерна относят к 1731 году, когда Иоганн Вильгельм Будерус купил первую плавильную печь, работавшую на древесном угле, и начал производство чугунных отливок, в том числе печного литья. В 1898 году начато производство чугунных котлов собственной конструкции. За последующие 100 лет было изготовлено 5 млн чугунных котлов. В 1981 году фирма Buderus выпустила первый в мире настенный конденсационный котел и сегодня является крупнейшим в мире изготовителем таких котлов. Производственная программа Buderus включает не только котлы (стальные, чугунные, настенные), но и водоподогреватели, отопительные приборы, системы солнечного отопления, средства управления системами отопления.

Котлы водогрейные Buderus G615-1200 — семейство низкотемпературных (допускают работу при пониженной температуре обратной воды) чугунных секционных котлов номинальной теплопроизводительностью 570—1200 кВт. Конструкция выполнена по принципу Thermostream, обеспечивающему надежную работу без смесительного насоса и регулирования температуры обратной воды. Могут комплектоваться любыми стандартными блочными автоматическими горелками для газа и легкого жидкого топлива соответствующей мощности. Хорошо сочетаются с различными системами управления напольных котлов Logamatic из программы Buderus. По заказу могут комплектоваться емкостными водоподогревателями Logalux LT или Logalux SU. Поставка котельного блока возможна как в собранном виде, так и отдельными секциями.

G615-1200 имеет следующие технические характеристики. Номинальная мощность: 1200 кВт. КПД: 92,5%. Высота/ширина/глубина: 1826/1281/3116 мм. Сухая масса котла: 4147 кг. Объем котловой воды: 981 л. Рабочая температура: до 102°C. Рабочее давление: до 6 бар. Диапазон регулирования: 93—100%. Вид топлива: газ или жидкое топливо.

Viessmann Werke GmbH & Co

Компания Viessmann — крупнейший германский изготовитель отопительной техники: водогрейных и паровых котлов на всех видах топлива, тепловых насосов, проточных и емкостных водоподогревателей, гелиоустановок,

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

средств управления теплогенераторами и отопительными системами. Производство котлов Viessmann было начато в 1928 году. В настоящее время группа предприятий Viessmann является одной из самых значительных на рынке отопительной техники.

Производственная программа Viessmann включает отопительные котлы и парогенераторы мощностью от 4 до 15 000 кВт на жидком, газообразном и твердом топливе, а также оборудование для котельных установок. Техника фирмы Viessmann базируется на стратегии единой платформы и строится по модульному принципу.

Паровой котел высокого давления Vitomax 200-HS (тип M235) предназначен для работы на жидком и газообразном топливе, с рабочим давлением от 6 до 25 бар. Низкий уровень выбросов вредных веществ обеспечивается трехходовой схемой газоходов котлового блока при низкой теплонапряженности камеры сгорания.

Классический котел, применяемый на производстве с центральным расположением жаровой трубы и симметричным расположением труб второго и третьего хода. Паропроизводительность составляет от 4 до 25 т/ч.

Широкие проходы между жаровыми трубами котлового блока обеспечивают высокую эксплуатационную надежность и длительный срок службы. Большое водонаполнение гарантирует эффективный теплосъем за счет естественной циркуляции. Большое паровое пространство и большая площадь зеркала испарения повышают качество пара. За счет эффективной охватывающей теплоизоляции толщиной 120 мм и водяного охлаждения передней стенки котел имеет незначительные потери на излучение. Выходной коллектор отходящих газов также теплоизолирован. Коэффициент полезного действия котла в зависимости от рабочего избыточного давления доходит до 91%. Выкатная горелочная тележка для котлов паропроизводительностью до 10 т/ч (поставляется как принадлежность) облегчает работу по обслуживанию и регулировке горелки. Шкаф управления Vitoscontrol обеспечивает управление всеми регулирующими и управляющими устройствами водогрейного котла. Кроме того, при использовании соответствующих компонентов возможна полностью автоматизированная эксплуатация котлов без присутствия оператора в режиме 24/72 часа.

СТС-Bentone AB

СТС-Bentone AB — подразделение промышленной транснациональной компании Enertech Group — крупнейшего в мире производителя отопительных систем, а также газовых и жидкотопливных горелочных устройств. В конгломерат Enertech Group входят как производители горелок, наиболее известные и мощные из которых Bentone AB (Швеция); Giersch и Electro-Oil (Германия) и Nu-Way (Англия), так и производители отопительных систем и котлов различной мощности: СТС AB и Parka AB (Швеция); СТС-Swiss (Швейцария); СТС-Norway (Норвегия); СТС-Heiz Kessel (Германия); СТС-Saint Roch (Бельгия); СТС-France (Франция), а также несколько заводов в Англии. Ведущими

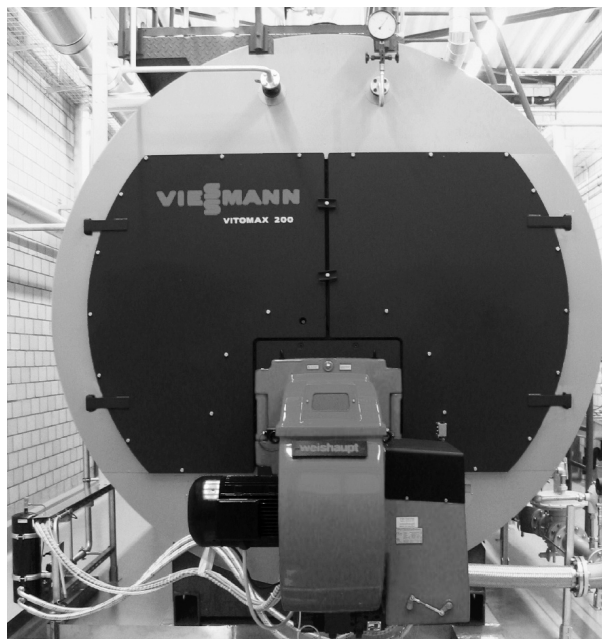


Фото 1. Паровой котел высокого давления Vitomax 200-HS

производителями в Enertech Group являются шведские фирмы Bentone AB и СТС AB, размещенные в одном производственном комплексе и имеющие общую структуру управления.

СТС AB с начала своей деятельности в 1923 году изготовил свыше миллиона котлов различной мощности, 90% из которых экспортировал в более чем 50 стран мира.

Стальные водогрейные котлы OSBY-Wirbex с вентиляторными горелками мощностью от 150 до 3500 кВт изготавливаются одним из подразделений концерна СТС-Bentone AB — OSBY-Parka AB и предназначены для работы с вентиляторными, жидкотопливными или газовыми горелками.

Котлы OSBY-Wirbex имеют стальную топку с центральным расположением горелки, работающую на реверсивном принципе потока пламени. Конвективная часть котла выполнена из труб с размещенными в них турбуляторами. Турбуляторы заставляют отходящие газы вращаться, увеличивая теплопередачу и повышая эффективность работы котла. Меняя количество турбуляторов, можно изменять температуру отходящих газов, таким образом предотвращая появление конденсата.

Между панелями обшивки и стальным корпусом котла находится 100-миллиметровый слой минеральной ваты, обеспечивающий высокую степень теплоизоляции и позволяющий безопасно обслуживать установку. Многослойная теплоизолированная фронтальная дверца может открываться направо или налево. Дверца уплотнена в месте крепления горелки шнуром из теплостойкого, волокнистого материала и снабжена концевым выключателем, исключающим возможность работы горелки не только при открытой, но даже при неплотно закрытой и зафиксированной дверце.

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

Котлы оснащаются выносным пультом управления, на котором смонтированы термостаты, датчики температуры, давления, а также контроллеры, обеспечивающие наблюдение и регулировку работы горелки, топливоподачи и устройств аварийного отключения.

Clayton Industries

Clayton Industries — американская компания, заслужившая мировую известность в первую очередь прямоточными паровыми котлами оригинальной конструкции, а также котлами-утилизаторами, оборудованием водоподготовки.

Главный технический успех компании связан с прямоточными паровыми котлами оригинальной конструкции. Первенцем был котел паропроизводительностью 125 кг/ч, сегодня фирма поставляет на рынок модельный ряд котлов до 11 т/ч, отличающихся модульным исполнением, то есть полной заводской готовностью, исключительно высоким для паровых котлов КПД, высоким уровнем автоматизации и безопасности и, что важно для многих потребителей, высокой степенью сухости насыщенного пара; по запросу потребителей рабочее давление может составлять до 140 бар. Котлы Clayton применяются практически во всех отраслях промышленности, энергетике, сельском хозяйстве и т.д.

Clayton E (SE)-604 — сверхкомпактный прямоточный паровой котел полной заводской готовности. Оригинальная патентованная конструкция обеспечивает влажность пара не более 0,5%, выход на рабочий режим из холодного состояния не более чем за 10 мин, полную автоматизацию работы, включая удаленный пуск/останов и безоператорное обслуживание, минимальные потери в окружающую среду, возможность групповой установки и автоматического попеременного рабочего включения/выключения котлов.

Котел имеет следующие технические характеристики. Объем котловой воды: 1120 л. КПД: 90%. Рабочее давление насыщенного пара: до 30 бар. Номинальная мощность: 5885 кВт. Паропроизводительность: 9388 кг/ч. Сухая масса котла: 6900 кг. Высота/ширина/глубина: 4590/2200/3000 мм. Вид топлива: газ или жидкое топливо.

De Dietrich Thermique

De Dietrich Thermique — один из ведущих мировых производителей отопительной техники и номер один во Франции. Экономия энергии и защита окружающей среды многие годы являются приоритетными направлениями развития компании. Годовой оборот компании составляет более 400 млн евро. В 2004 году была образована промышленная группа De Dietrich-Remeha с целью занять место среди пяти крупнейших производителей отопительного оборудования. Компания представлена более чем в 60 странах.

De Dietrich организовал изготовление основного оборудования на собственных производственных мощностях. От котлов до систем управления, горелок и водонагревателей — все производство размещено в пяти специализированных промышленных центрах. Литейный завод в Нидербронне (Франция) — одно из самых известных мест

по производству эвтектического чугуна. Промышленная группа в Мерцвиллере (Франция) занимается сборкой напольных чугунных котлов, производством водонагревателей и панелей управления. Здесь также находится общее руководство компанией, имеются исследовательские лаборатории и конструкторские бюро. Конденсационные котлы средней и большой мощности производятся в Апельдорне (Нидерланды). Горелки, которыми оснащаются чугунные котлы De Dietrich, проектируются и производятся в Танне (Франция). Электрические водонагреватели изготавливаются в Сент-Луисе (Франция).

Конденсационные котлы C 610 Eco большой мощности предназначены только для отопления. Секционный теплообменник из сплава алюминия с кремнием с высокой коррозионной стойкостью обладает функцией самоочистки, благодаря стекающему конденсату нет ограничений по минимальному расходу воды через котел и по минимальной температуре в обратной трубе. Газовая горелка полного предварительного смешения с модуляцией обеспечивает очень низкие выбросы загрязняющих веществ и высокий КПД эксплуатации до 109%. Для модели котла C 610 Eco, состоящего из двух блоков и имеющего две панели управления Diematic 3, возможно подсоединение от двух до пяти котлов в каскаде.

Диапазон мощности: от 87 до 1146 кВт. Размеры (В x Ш x Г): 1756 x 1990 x 1450 мм. Занимаемая площадь на полу: от 2,4 до 2,8 м². Чистый вес: от 820 до 1120 кг.

ICI Caldaie S. p. A.

ICI Caldaie — это ведущий итальянский изготовитель паровых и водогрейных котлов, а также вспомогательного оборудования котельных. Компания делает упор на производство оборудования промышленного спектра: водогрейных котлов большой мощности (REX 80 — 3500 кВт, TNG 1400 — 9300 кВт), котлов на перегретой воде (ASX, ASGX 232 — 9300 кВт, температура воды до 160°C) и паровых котлов (BX, AX, GX паропроизводительностью 100—25 000 кг/ч и рабочим давлением до 15 бар).

Отличительной особенностью котлов компании ICI Caldaie является полностью автоматизированный процесс изготовления — от раскроя металла с применением лазерной технологии до сварки изделия автоматическим способом на установке с программным управлением.

Паровой котел GX — моноблочная установка с великолепными техническими показателями и оригинальными инженерными решениями; котел спроектирован и произведен с целью обеспечения максимальной гарантии надежности, продолжительности эксплуатации и простоты регулирования. Генератор представляет собой горизонтальный жаротрубный котел с тремя полными оборотами уходящих газов, проходной топкой и омываемым днищем. Производство пара при температуре питательной воды — 80°C.

В составе модельного ряда 17 типоразмеров (GX 1000, 1200, 1500, 1750, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 5000, 6000, 7000, 8000, 9000, 10000, 12000, 15000; число обозначает

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

теплопроизводительность, Мкал/ч) паропроизводительностью соответственно от 1700 до 25 000 кг/ч. Максимальное рабочее давление — 12, 15 или 18 бар (по запросу). Диапазон номинальной мощности — от 1162 до 17444 кВт. Вид топлива — газ или жидкое топливо.

KPA Unicon OY

АО «КПА Уникон» — одна из ведущих фирм Финляндии, которая специализируется на комплексных поставках котельных установок, начиная от выбора топлива до определения методов производства тепла и пара. Фирма «КПА Уникон» проектирует и изготавливает водогрейные и паровые котлы-утилизаторы производительностью до 300 т/ч.

Одна из основных позиций данного производителя — водогрейные котельные установки Unicon-WT для централизованного теплоснабжения. Котельные типа Unicon-WT — это котельные стационарного типа с водотрубными котлами. В качестве топлива в основном используется дизельное топливо, мазут или природный газ. Инвестиции в строительство таких котельных незначительны. Быстрый срок их поставки и надежная работа при различных значительных изменениях нагрузки — отличительная черта таких котельных. Котельную можно комплектовать несколькими параллельно расположенными котлами, суммарная мощность котельных может варьироваться от 20 до 500 МВт. В комбинированных котельных водогрейные и паровые котлы монтируются в одном здании.

Котельные типа Unicon-WT, как правило, используются в централизованном теплоснабжении в качестве резервных котельных для пиковых нагрузок и на технологических объектах, где требуется горячая вода. К основному оборудованию отопительных котельных установок с водогрейными котлами типа Unicon-WT, кроме самого котла, относятся горелочное оборудование, дымовая труба, трубопроводы, насосы, системы водоподготовки, КИП и автоматики.

Steamrator OY

Сегодня Steamrator является ведущим предприятием в Скандинавии, изготавливающим паровые котлы и котельные малой и средней мощности. Продукция Steamrator экспортируется более чем в 20 стран мира. Значительную часть экспорта компании составляют поставки в Россию и страны Балтии.

Стационарный парогенератор Steam — это полностью автоматизированный котлоагрегат повышенной заводской готовности, который прост в обслуживании и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Steam относится к классу водотрубных прямоточных паровых котлов, основой конструкции которых является стальная змеевик, горизонтально расположенный в топочном пространстве корпуса котла.

Прямоточная конструкция обеспечивает широкий ряд преимуществ парогенераторов по сравнению с жаротрубными паровыми котлами и паровыми котлами барабанного типа с естественной циркуляцией. Прямоточная конструкция является самой безопасной из всех современ-

ных способов получения пара для промышленных нужд. Наряду с высоким номинальным КПД и благодаря высокой маневренности и способности автоматически реагировать на изменение потребления пара парогенераторы обладают эффективным коэффициентом использования при переменных нагрузках, а также отличаются отсутствием потерь на поддержание готовности и потерь тепла, связанных с непрерывной продувкой

Парогенераторы обеспечивают наибольшую экономию свободного пространства в помещении и удобны для монтажа внутри компактных контейнерных котельных; благодаря горизонтальному расположению змеевика бак питательной воды — деаэратор — может располагаться непосредственно на корпусе парогенератора.

Clean Burn

Компания Clean Burn — это мировой лидер по производству воздушонагревателей, водогрейных котлов и отопительных центров на отработанных маслах, которые позволяют получить дешевое тепло из отработанных масел на нефтяной и синтетической основе, масел растительного происхождения, дизельного топлива и авиационного керосина. Преимущество Clean Burn состоит в том, что потребители за один-два отопительных сезона возвращают средства, вложенные в оборудование, получая при этом безопасное, стабильное тепло и качественное обслуживание.

Модель СВ-350-СТВ специально спроектирована и произведена как для использования только одного водогрейного котла, так и для работы в системе котлов. Котел рассчитан на 102 кВт (полная мощность). Водогрейный котел в основном устанавливается на промышленных объектах, автомойках, центрах по обслуживанию легковых и грузовых автомобилей, а также на других объектах, где производство горячей воды приносит ощутимую пользу (выгоду) и имеется достаточное количество отработанного



Фото 2. Водогрейный котел Clean Burn Model СВ-350-СТВ

**В РОССИИ ПОЯВИЛИСЬ
НОВЫЕ РУЧНЫЕ КЛАПАНЫ
DANFOSS**

Как сообщает сайт «Строительство и недвижимость» В конце октября 2008 года в России начинается продажа новых балансировочных клапанов MSV-BD Leno, разработанных специалистами компании «Данфосс». Благодаря сочетанию новых технологических элементов данный клапан не имеет аналогов на российском и европейском рынках.

MSV-BD Leno предназначен для гидравлической балансировки систем тепло-, холодоснабжения. Основное отличие новинки — функция быстрого перекрытия с помощью встроенного шарового крана, при которой настройка на клапане не сбивается, сообщает пресс-служба компании «Данфосс».

Новый клапан оснащен дополнительными элементами, отличающими его от уже представленного на рынке оборудования: поворотный блок дренажного крана и измерительных ниппелей (для удобства слива и измерений); цифровая круговая шкала на рукоятке (позволяет увидеть настройку с любой стороны); встроенный дренажный кран (дает возможность слива с обеих сторон от клапана).

Кроме этого, увеличились рабочие параметры клапана: рабочее давление $P_y = 20$ бар, диапазон рабочих температур — от -20 до 120°C , максимальный перепад давлений на клапане $P_{\text{макс}} = 2,5$ бар. Корпус клапана изготовлен из коррозионно-стойкой латуни, что позволяет использовать его также в системах ГВС. Новая линейка клапанов MSV-BD Leno включает в себя модели с внутренней резьбой $D_y (= 15-50\text{мм})$ и, по дополнительному запросу, $D_y (= 15-20\text{мм})$ с наружной резьбой.

Балансировочный клапан MSV-BD Leno сертифицирован в системе сертификации ГОСТ Р. Имеется сертификат соответствия, а также официальное заключение ЦГСЭН о гигиенической оценке.

www.nestor.minsk.by

35 >>

масла (от 4750 до 9500 л в год). Водогрейный котел разрешен к использованию в России как эффективное отопительное оборудование, которое использует в качестве топлива отработанные масла.

Специальная конструкция дымохода служит для большей эффективности работы и удобства установки. Запатентованный теплообменник производит больше тепла, чем аналогичные. Малый объем воды во внутренней системе обеспечивает быстрый выход на тепловой режим и уменьшает потери тепла через дымоход. Запатентованная горелка сконструирована специально для сжигания отработанных масел. Корпус шириной 1016мм предоставляет большую мобильность при установке. Уникальный змеевик позволяет эффективно использовать тепло и производить горячую воду, несмотря на свои небольшие размеры и вес.

Стандартный комплект поставки водогрейного котла СВ-350-СТВ включает в себя корпус котла, горелку, механический термостат, дозирующий масляный насос для подачи топлива, запорный клапан (кран), систему фильтров, регулятор тяги, циркуляционный насос внутреннего контура котла.

ВОЗДУШНЫЕ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ

APEN Group S. p. A.

Итальянская компания APEN Group S. p. A — изготовитель и поставщик широкого спектра оборудования для воздушного отопления, вентиляции и кондиционирования, преимущественно промышленного назначения. Компания была основана в 1967 году и с тех пор успешно работает в области отопления, вентиляции и кондиционирования. Первое время компания (тогда она называлась Thermovur S. p. A.) специализировалась на выпуске экологических горелок и теплового оборудования для гражданского и промышленного применения. В нынешнем составе компания работает с 1991 года, когда она объединилась с Aermax, лидером производства воздухонагревателей. Название компании не связано с именем или названием местности, а является аббревиатурой, которую можно перевести как «Группа компаний за новую энергию». APEN Group является членом EUROAIR (Ассоциация европейских изготовителей воздухонагревателей), что обеспечивает соблюдение стандартов высокого качества и соответствующих европейских стандартов.

Промышленные воздушные теплогенераторы серии PK-N с тепловой мощностью от 30 до 920 кВт используются для задач отопления и вентиляции. Камера горения и теплообменник выполнены из нержавеющей стали. Теплогенераторы устанавливаются в горизонтальном и вертикальном положениях. PKA-N — для установки внутри помещения, PKE-N — для установки на улице. Теплогенераторы серии PK-N могут работать и на газе (сжиженный и природный), и на дизельном топливе, в зависимости от подключенной горелки. Имеют три стандартных варианта исполнения по давлению воздуха на выходе из аппарата: низкое, среднее, высокое.

Воздушный теплогенератор PKA/E 100 N имеет следующие технические характеристики. Номинальная мощность: 99,6 кВт. КПД: 87,5—94,6%. Производительность по воздуху: 7300 куб. м/ч. Высота/ширина/глубина: 2020/800/1100мм. Масса: 246кг. Статическое давление на выходе: 80—270 Па (под заказ до 2500 Па).

CMT Clima

CMT Clima (Costruzione Machine Termotecniche S. r. l.) — одна из ведущих компаний-производителей оборудования, предназначенного для воздушного отопления, вентиляции и кондиционирования. Компания представляет широкий спектр газовых модулей для отопления помещений различного назначения — от небольших мастерских и складов до промышленных предприятий, а также моноблочные кондиционеры наружного (RoofTop) и внутреннего (RoomTop) исполнения, фанкойлы, водяные и газовые воздушно-отопитель-

ные аппараты, тепловые пушки, газовые модульные установки.

Воздушные теплогенераторы CMT Clima серии G с тепловой мощностью от 30 до 1046 кВт используются для задач отопления и вентиляции. Устанавливаются в горизонтальном и вертикальном положениях, как вариант — уличное размещение при температуре до -40°C . Может работать и на газе (сжиженный и природный), и на дизельном топливе, в зависимости от подключенной горелки. Под заказ полезное давление на выходе — до 1500 Па.

Воздушные теплогенераторы CMT Clima G900 имеют следующие технические характеристики. Номинальная мощность: 99,6 кВт. КПД: 92,1—95,2%. Производительность по воздуху: 69 500 куб. м/ч. Высота/ширина/глубина: 3720/1620/3100 мм. Масса: 2800 кг. Статическое давление на выходе: 290 Па.

ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

Bonomi Group

Концерн Bonomi (Bonomi Group) состоит из пяти заводов, производящих высококачественную запорную арматуру. История концерна насчитывает более 100 лет (фирма основана в 1901 году), и все эти годы Bonomi сохраняет лидирующие позиции на итальянском рынке. В группу Bonomi входят следующие предприятия: Rubbinetterie Bresciane S. r. A. (латунные шаровые краны, регуляторы давления, заглушки, регуляторы давления, обратные клапаны, фильтры), Valpres S. r. I. (шаровые краны из нержавеющей стали, чугунные поворотные заслонки), Valbia S. r. I. (электро- и пневмоприводы для продукции Valpres и Rubbinetterie Bresciane), Univers S. r. I. (штамповка и механическая обработка латунных заготовок). Компания имеет представительства в США, Великобритании, Германии и других странах. Продукция экспортируется более чем в 40 стран мира.

Одной из популярных позиций трубопроводной арматуры Rubbinetterie Bresciane является полнопроходный шаровой кран Unisfer — латунный шаровой кран с муфтовым присоединением от 1/2" до 4". Он имеет тефлоновое уплотнение. Резьба: внутренняя, наружная, сгон. Рукоятка: рычаг, бабочка. Обладает такими техническими характеристиками: условный проход — 15—100 мм; рабочее давление — 30 бар; максимальная температура рабочей среды — 130°C .

TECE GmbH & Co. KG

Компания TECE GmbH & Co. KG образована в 1986 году. Специализируется на разработке и производстве исключительно профессионального инженерного оборудования для систем отопления и водоснабжения. Головной офис находится на севере Германии, в городе Эмсдеттен. Предприятие располагает собственным конструкторским бюро, отделом контроля качества, исследовательскими лабораториями и несколькими заводами с ультрасовременным высокотехнологичным производством.

TECEflex — универсальная система трубопроводов и фитингов для сетей водоснабжения, отопления и теплых

полов. Система TECEflex включает четыре вида полимерных труб.

Универсальная многослойная труба PE-Xc/Al/PE предназначена для систем отопления, водоснабжения и холодоснабжения. Основой многослойной конструкции является внутренняя несущая труба из полиэтилена, сшитого электронно-лучевым методом (PE-Xc). Алюминиевый слой выполняет антидиффузионные и стабилизирующие функции. Наружный слой из полиэтилена (PE) белого цвета защищает трубу от ультрафиолета и механических повреждений. Труба выпускается диаметром от 16 до 63 мм.

Труба для отопления PE-Xc предназначена только для систем отопления. Основой многослойной конструкции является внутренняя несущая труба из полиэтилена, сшитого электронно-лучевым методом (PE-Xc). Слой EVOH (этилвинилалкоголь) выполняет антидиффузионные функции. Поверхность трубы серебристого цвета. Труба выпускается диаметром 16 и 20 мм.

Труба для поверхностного отопления PE-MDXc предназначена только для систем поверхностного отопления. Внутренняя и наружная трубы многослойной конструкции сделаны из полиэтилена средней плотности, сшитого электронно-лучевым методом (PE-MDXc). Средний слой EVOH (этилвинилалкоголь) выполняет антидиффузионные функции. Слой EVOH защищен от механических повреждений наружной трубой. Труба выпускается диаметром 16 и 20 мм.

Технология соединения TECEflex заключается в аксиальной запрессовке предварительно расширенной трубы на фитинг с использованием пресс-штулки. Герметичность соединения достигается за счет «эффекта памяти» материала трубы — сшитого полиэтилена. После запрессовки стенка трубы стремится вернуться к первоначальному, не расширенному состоянию и обжимает фитинг по всей поверхности соединения. Данный метод не требует никаких уплотнений, что делает соединение надежным и позволяет монтировать его внутри строительных конструкций. Технология соединения TECEflex позволяет не заужать соединения трубопроводов, что благоприятно отражается на гидравлике системы.

ИНТЕРЕСНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОТОПИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Ceilhit SL

Испанский концерн Ceilhit SL более полувека выпускает кабельную продукцию, а с 1975 года был перепрофилирован на производство исключительно кабельных нагревательных систем. С этого времени завод Ceilhit — один из крупнейших производителей кабельных нагревательных систем в мире. Благодаря высокому качеству выпускаемой продукции концерн Ceilhit завоевал не только внутренний испанский рынок, но и осуществляет поставки практически во все страны, являющиеся членами Европейского сообщества, а также в страны Северной и Южной Америки, Китай, Россию.

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

На сегодняшний день концерн Ceilhit обладает самыми большими в мире производственными мощностями по выпуску электрических нагревательных кабелей. Чтобы подтвердить свое реноме мирового лидера, на предприятии проводится непрерывное совершенствование технологических процессов производства. Собственное конструкторское бюро, используя накопленный многолетний опыт применения новейших идей и технологий, постоянно повышает качество выпускаемой продукции в соответствии с изменяющимися требованиями пользователей и экологии.

Одна из популярных моделей данного производителя — защита трубопроводов от замерзания Frostvakt. Комплект «Защита трубопровода» на основе саморегулирующегося кабеля Ебесо служит для защиты бытовых и промышленных водопроводов (пластиковых и металлических, диаметром до 100 мм) от замерзания при отрицательной температуре, в помещениях и на улице. Также можно использовать кабель для обогрева водосточных труб и воронок (соединение нагревательного и подводящего кабеля не должно находиться внутри трубы), дренажных систем кондиционеров.

Длина кабеля варьируется от одного метра до 25. Максимальная температура поверхности кабеля при работе составляет 65°C. Максимальная температура окружающей среды (пульсирующий режим) — 85°C. Минимальная температура монтажа —10°C. Минимальный радиус изгиба: 35 мм. Номинальное напряжение питания: 220/240 В. Выходная мощность: при +5°C — 10 Вт/м; при 0°C — 26 Вт/м. Диаметр проводящей никелированной медной жилы: 0,75 мм.

Hydropath (UK) Limited

Компания Hydropath — изготовитель универсальных противонакипных устройств «Гидрофлоу» (HydroFLOW), предназначенных для комплексной защиты от накипи и отложений систем отопления и водоснабжения, паровых и водогрейных котлов, водоподогревателей, теплообменников, градирен и другого оборудования, в том числе бытового назначения.

Устройство «Гидрофлоу» предназначено для постоянного применения для очистки от имеющихся отложений и защиты от образования новых. Принцип действия основан на применении генератора высокочастотных электромагнитных импульсов с переменной частотой. Работой генератора управляет микропроцессор.

Преимущества «Гидрофлоу»: эффективно удаляет накипь, отложения солей кальция, магния, кремния, суль-

фатные, силикатные, илистые и железистые отложения; 95% старых отложений удаляются в течение первых трех месяцев; дальность действия — до 700 метров; не требует расходных материалов и обслуживания; срок службы — не менее 20 лет.

Оборудование устанавливается поверх трубы без врезок и остановок системы. Модели подбираются по наружному диаметру трубы в месте установки. Обычное место установки для систем, где происходит нагрев воды, — перед котлом, теплообменником.

Reflex Winkelmann GmbH + Co. KG

Марка Reflex известна во многих странах мира, в том числе и на протяжении многих лет — в России. Богатая и успешная производственная программа предприятия Reflex Winkelmann GmbH + Co. KG, расположенного в вестфальском городе Ален, включает большой ряд современных изделий широкого спроса для отопления, водоснабжения, энергетики и иного инженерного оборудования: мембранные расширительные сосуды, резервуары под давлением, теплообменники, системы дегазации и водоподготовки. В течение многолетнего взаимодействия с научными организациями и потребителями Reflex достиг высочайшей компетенции в разработке и технологии производства, что заслужило высокую оценку потребителей. Reflex является автором и обладателем многих ноу-хау в своей области. Высокая безопасность и долговечность продукции Reflex обеспечивается строгим соблюдением требований к разработке и производству, применением самых современных высокоточных способов изготовления, прецизионного оборудования, выбором наилучших материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, основательным многоуровневым контролем.

Вспомогательное оборудование котельных Reflex DE 500 — семейство мембранных баков-гидроаккумуляторов особо прочной конструкции для систем горячего водоснабжения, состоящее из шести типоразмеров объемом от 45 до 375 л. Основное назначение — компенсация возможных гидравлических ударов, а также температурных расширений воды в системе. Заводская настройка рабочего давления — 4,0 бар. Reflex DE 500 оснащен резьбовым присоединением к системе, заменяемой мембраной. Максимальная рабочая температура мембраны — 70 °C. Имеется внутреннее коррозионностойкое покрытие. Декоративно-защитное покрытие — эпоксидно-полиэфирная эмаль горячей сушки.



**Э.А. Киреева,
канд. техн. наук,
профессор Института
повышения квалификации
«Нефтехим»**

КАБЕЛИ ДЛЯ РАБОТЫ В ЖЕСТКИХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

К электрооборудованию, работающему в условиях, отличающихся от номинальных, предъявляются повышенные требования. Это в полной мере относится и к кабельной продукции.

Так, к проводам и кабелям, используемым для канализации электроэнергии, передачи сигналов от датчиков к исполнительным механизмам различных систем управления, а также для термоконтроля в атомных энергетических реакторах, реактивных двигателях, магнитогидродинамических генераторах и других устройствах, предъявляются требования высокой нагревостойкости, надежности, а подчас и радиационной стойкости. В тех случаях, когда требуется измерять температуру тепловыделяющих элементов (например, атомного реактора или сопла реактивного двигателя), необходимы кабели, обладающие длительной работоспособностью при температурах до 1800 °С.

Очевидно, что в таких жестких условиях эксплуатации, широко применяемые в настоящее время кабели и провода с полимерной, бумажной, волокнистой и другими видами изоляции не всегда пригодны. Кроме того, в ряде случаев одним из основных требований к кабелю является огнестойкость, обеспечивающая пожарную безопасность. Такое требование характерно в первую очередь для кабелей, прокладываемых в местах, где возможно скопление людей (высотные здания, больницы, школы, музеи, кинотеатры, выставки и т.д.), а также во взрывоопасных и пожароопасных помещениях.

Всем этим требованиям полностью удовлетворяют кабели в металлических оболочках из окиси магния, выпускаемые ОАО «Кирскабель».

Кабель с изоляцией из окиси магния (с минеральной изоляцией) имеет следующие преимущества:

- кабель совсем негорюч, даже, если он работает в огне, он сохраняет работоспособность, обеспечивая функционирование всех аварийных систем; его огнестойкость составляет более 3 часов при температуре 1000 °С.

Это свойство кабеля объясняется тем, что его элементами являются металл и высокотемпературные окислы;

- кабель имеет жесткую конструкцию и может противостоять значительным механическим нагрузкам (изгибу, сплющиванию, свиванию), а также исключительную пластичность, позволяющую изгибать его в сложные формы без ухудшения его механических характеристик.

Запрессованный изоляционный материал сохраняет относительное расположение проводников и оболочки, несмотря на механические нагрузки;

- кабель имеет цельнотянутую металлическую оболочку, которая не воспламеняется и является непроницаемой для воды, масла и газа. Прессованный изоляционный материал противостоит распространению огня, паров и газов между оборудованием, соединяемым этим кабелем;

- кабель, получивший пробой при перенапряжениях, восстанавливает свою работоспособность после снятия напряжения и полностью годен для дальнейшей эксплуатации;

- минеральная изоляция кабеля не претерпевает каких-либо серьезных изменений во время превышения температуры и не стареет, в то время как изоляция других кабелей стареет, что, в свою очередь, приводит к нарушению электрических свойств и окончательному выходу кабеля из строя;

- наличие металлической оболочки исключает необходимость прокладки кабеля в трубах, что ликвидирует возможность скопления воспламеняющихся газов внутри кабельных каналов;

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

Характеристики кабелей КМЖ и КМЖВ

Рабочее напряжение, В	Число и сечение жил, мм ²	Диаметр по медной оболочке, мм	Диаметр по ПВХ шлангу, мм	Диаметр жил, мм	Максимальное значение электрического сопротивления жил при 20°C, Ом/км	Номинальная расчетная длина кабеля, м	Масса кабеля		Токовые нагрузки при температуре окружающей среды 30 °С и температуре на оболочке 70 °С			
							КМЖ, кг/км	КМЖВ, кг/км	КМЖ			
									1 фаза	3 фазы	1 фаза	3 фазы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1x1,0	3,1	4,7	1,13	18,1	2650	43	56	21	18	23	20
	1x1,5	3,4	5	1,38	12,1	2180	52	67	27	23	28	24
	1x2,5	3,8	5,4	1,78	7,41	1775	68	85	36	31	40	35
	1x4,0	4,4	6	2,26	4,61	1335	95	113	46	40	50	43
	2x1,0	5,1	6,7	1,13	18,1	864	104	125	17	—	19	—
	2x1,5	5,7	7,3	1,38	12,1	682	130	152	22	—	24	—
	2x2,5	6,6	8,2	1,78	7,41	514	180	205	29	—	32	—
	3x1,0	5,8	7,4	1,13	18,1	665	136	158	—	14	—	16
	3x1,5	6,4	8	1,38	12,1	548	168	193	—	18	—	20
	3x2,5	7,3	9,3	1,78	7,41	417	224	259	—	25	—	27
500	4x1,0	6,3	7,9	1,13	18,1	565	162	186	13	15	14	16
	4x1,5	7	8,6	1,38	12,1	454	202	229	16	19	18	21
	4x2,5	8,1	10,1	1,78	7,41	339	279	315	23	25	25	28
	5x1,0	7,6	9,6	1,13	18,1	369	223	259	12	12	13	13
	5x1,5	8,4	10,4	1,38	12,1	300	276	315	15	15	17	17
	5x2,5	9,7	11,7	1,78	7,41	228	381	426	20	20	22	22
	7x1,0	7,6	9,6	1,13	18,1	379	235	272	10	10	11	11
	7x1,5	8,4	10,4	1,38	12,1	310	295	331	13	13	14	14
	12x1,0	10,7	12,7	1,13	18,1	181	438	487	9	9	10	10
	4x1,5+ 15x0,35	14,0	16,0	1,38 0,68	12,1 49,8	120	668	729				

1x6,0	6,4	8	2,76	3,08	564	178	202	63,0	56	69	60
1x10,0	7,3	9,3	3,57	1,83	435	240	275	85	75	94	82
1x16,0	8,3	10,3	4,51	1,15	342	326	365	110	99	123	107
1x25,0	9,6	11,6	5,64	0,727	261	453	498	150	130	161	140
1x35,0	10,7	12,7	6,68	0,524	213	584	663	180	160	197	172
1x50,0	13	15,6	8	0,387	162	855	943	225	200	245	214
1x70,0	15,5	18,5	9,44	0,268	109	1218	1339	275	240	300	262
1x95,0	17,2	20,2	11	0,193	89	1552	1685	330	290	363	316
1x120,0	19,5	22,5	12,36	0,153	64	1966	2115	380	335	420	366
2x1,5	7,9	9,9	1,38	12,1	332	225	262	24	—	26	—
2x2,5	8,7	10,7	1,78	7,41	274	278	319	32	—	35	—
2x4,0	9,8	11,8	2,25	4,61	215	358	404	41	—	45	—
2x6,0	10,9	12,9	2,26	3,08	174	451	501	53	—	58	—
2x10,0	12,7	14,7	3,57	1,83	126	626	684	71	—	78	—
2x16,0	14,7	16,7	4,51	1,15	96	858	924	94	—	103	—
3x1,5	8,3	10,3	1,38	12,1	304	256	295	—	20	—	22
3x2,5	9,3	11,3	1,78	7,41	241	326	369	—	26	—	29
3x4,0	10,4	12,4	2,26	4,61	193	420	468	—	34	—	37
3x6,0	11,5	13,5	2,76	3,08	160	529	582	—	44	—	48
3x10,0	13,6	15,6	3,57	1,83	114	759	821	—	59	—	65
3x16,0	15,6	18	4,51	1,15	88	1040	1125	—	78	—	86
4x1,5	9,1	11,1	1,38	12,1	250	307	350	17	20	19	22
4x2,5	10,1	12,1	1,78	7,41	204	388	435	23	27	26	30
5x1,5	10,8	12,8	1,38	12,1	173	417	467	16	16	18	18
5x2,5	12,1	14,1	1,78	7,41	138	534	589	22	22	24	24
7x1,5	10,8	12,8	1,38	12,1	176	435	485	14	14	16	16
7x2,5	12,1	14,1	1,78	7,41	141	566	621	19	19	21	21
12x1,0	16,5	19,5	1,13	18,1	80	938	1066	10	10	11	11
19x1,0	19,5	22,5	1,13	18,1	56	1331	1480	8	8	9	9

750



Рис. 1. Цех по производству кабеля

- по сравнению с кабелями других типов кабели с минеральной изоляцией при одинаковых номинальных токах имеют гораздо меньший размер, что позволяет прокладывать их в неглубоких желобах под тонким слоем штукатурки;

- кабель обладает стойкостью к маслам, морской воде, нефти, агрессивным средам; его оболочка — водонепроницаема.

Особенности конструкции кабелей с минеральной изоляцией состоят в следующем. Оболочка кабеля и токопроводящие жилы выполнены из бескислородной меди. Медная оболочка кабеля обладает высокими антикоррозионными свойствами. Медные проводники изолированы между собой и от оболочки минеральной изоляцией.

Область применения кабелей с минеральной изоляцией (КМИ):

- КМИ в медных оболочках используются в качестве силовых и контрольных кабелей и реже — в качестве нагревательных кабелей; кабели рассчитаны на работу при температурах вплоть до 1083 °С;

- КМИ с поливинилхлоридным покрытием используются в условиях агрессивной среды, а также для обогрева трубопроводов, тоннелей, стадионов и т.д.;

- кабели марок КМЖ и КМЖВ предназначены для работы при напряжении 500 и 750 В переменного тока частотой до 400 Гц;

- кабели марок КМО-FR и КМОВ-FR предназначены для работы при напряжении 600 В переменного тока частотой до 400 Гц.

Кабели марок КМО-FR и КМОВ-FR могут иметь число жил от 1 до 19 сечением до 253 мм.

В таблице приведены технические характеристики кабелей типов КМЖ и КМЖВ.

Известно, что наибольшую опасность для жизни людей представляют выделяемые при горении полимеров отрав-

ляющие газы — галогены, которые имеют место при возникновении пожара в сооружениях с высокой концентрацией людей (жилье и общественные здания, метрополитен, театры, вокзалы и т.п.).

К этому следует добавить, что 1 кг ПВХ, используемого в качестве изоляции и оболочки проводов и кабелей, выделяет при горении до 180 л хлороводорода. Коррозионный дым и газы вследствие своего агрессивного действия могут разрушить конструкционные части зданий, электрические, электронные и механические элементы оборудования.

При использовании безгалогенных материалов, не выделяющих при горении ядовитый и коррозионный дым, опасность устраняется.

Другой опасностью при пожаре является выход из строя (из-за разрушения от огня) жизненно важных систем: пожарной сигнализации, спасательных лифтов, вентиляции, а также системы, обеспечивающей поддержку производств непрерывного цикла.

Для решения этих проблем были разработаны кабели, которые, кроме свойств безгалогенности и нераспространения горения, обеспечивают еще и функционирование в условиях прямого воздействия на них огня (до 180 минут в соответствии с требованиями МЭК 60331).

Это в большинстве случаев позволяет завершить тушение пожара, эвакуировать людей и обеспечить бесперебойность работы производств непрерывного цикла.

Для обеспечения отечественных потребителей необходимыми безгалогенными и пожаробезопасными проводами и кабелями концерн «Энергопром» разработал кабели марки «Энерготерм-90». Серия этих кабелей охватывает практически всю гамму наиболее распространенных применений кабелей и установочных проводов с пластмассовой и резиновой изоляцией, которые обеспечивают безопасную, надежную и бесперебойную работу оборудования.



**В. Л. Алексеев,
канд. техн. наук,
ОАО «Электроприбор»**

ЦИФРОВЫЕ ПРИБОРЫ НА ЩИТАХ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

Начиная с 2004 года, на щитах предприятий энергетической отрасли началась постепенная замена стрелочных электроизмерительных приборов на цифровые. Инициаторами этой работы обычно оказываются службы метрологии. Наиболее часто замене на цифровые подвергаются стрелочные приборы с габаритами лицевой панели 120x120 мм.

В настоящее время российскими производителями выпускается полная гамма цифровых показывающих приборов, необходимых для комплектования энергощитов: амперметры, вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры, а также указатели положения переключателей РПН силовых трансформаторов (рис.1).

При этом, установочные размеры цифровых приборов точно соответствуют аналогичным стрелочным приборам (например, Э365 или ЭА0702). Это позволяет

энергопредприятиям обновлять парк щитовых приборов средствами малой модернизации в короткие сроки и с небольшими затратами. Используемые для замены цифровые приборы в наибольшей мере отвечают специальным требованиям, характерным для энергопредприятий.

В частности, их питание может осуществляться как от измерительных трансформаторов напряжения (~100 В), так и непосредственно от сети с напряжением 220 В переменного или постоянного тока. Приборам не страшен режим с повышением постоянного напряжения до 265 В, возникающий при зарядке аккумуляторов сетей собственных нужд.

Приборы могут работать как в отапливаемых, так и в неотапливаемых помещениях, где температура окружающей среды может изменяться от — 40 до +55°С.



Рис. 1. Цифровые приборы для энергетики

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

Цифровые приборы обладают возможностью настройки диапазона измерения программным путем в условиях лабораторий метрологии энергопредприятий. При достижении заданного программного порога (уставки) индикаторы цифровых приборов начинают мигать. Яркость цифровых индикаторов в процессе эксплуатации может регулироваться оперативным персоналом.

Для продвижения цифровых приборов в энергетику их изготовители предлагают практику опытной эксплуатации: энергопредприятия, пожелавшие посмотреть цифровые приборы в работе, получают их на временную (опытную) эксплуатацию без оплаты. По истечении срока опытной эксплуатации предприятие либо выкупает приборы, либо возвращает их изготовителю. Такой практикой пользуются десятки энергопредприятий. Анкетирование, проводимое после опытной эксплуатации, показывает, что предприятия единодушно выражают намерение при возникновении финансовой возможности заменить большинство стрелочных приборов на цифровые.

В электросетях цифровые приборы начали вытеснять стрелочные аналоги в первую очередь на щитах управления обслуживаемых подстанций. Они устанавливаются:

1. На входящих линиях, где нужны точные амперметры, киловольтметры, мегаваттметры и мегаварметры.

2. На сборных шинах всех уровней: (6, 10, 35, 110 и 220 кВ), поскольку оператору необходимо знать точное значение напряжения, не включая фантазию и не напрягая зрение.

3. На отходящих фидерах, где точность измерения 1,5% недостаточна, прежде всего, на тех, по которым ведется коммерческий учет отпускаемой энергии.

Расширяется обоснованная область применения цифровых приборов и на энергогенерирующих предприятиях. Это вновь те случаи применения, где стрелочные приборы не обеспечивают современных требований к точности измерения параметров, в частности:

1. Ток и напряжение в цепях возбуждения генераторов. Например, при переходе с основного возбуждения на резервное, согласно руководства по эксплуатации, напряжение возбуждения должно выставляться с точностью, превышающей возможности стрелочных приборов.

2. Напряжение статора генераторов и напряжение сети. Высокая точность измерения нужна для безударного ввода генератора в синхронизм при подключении к энерго-

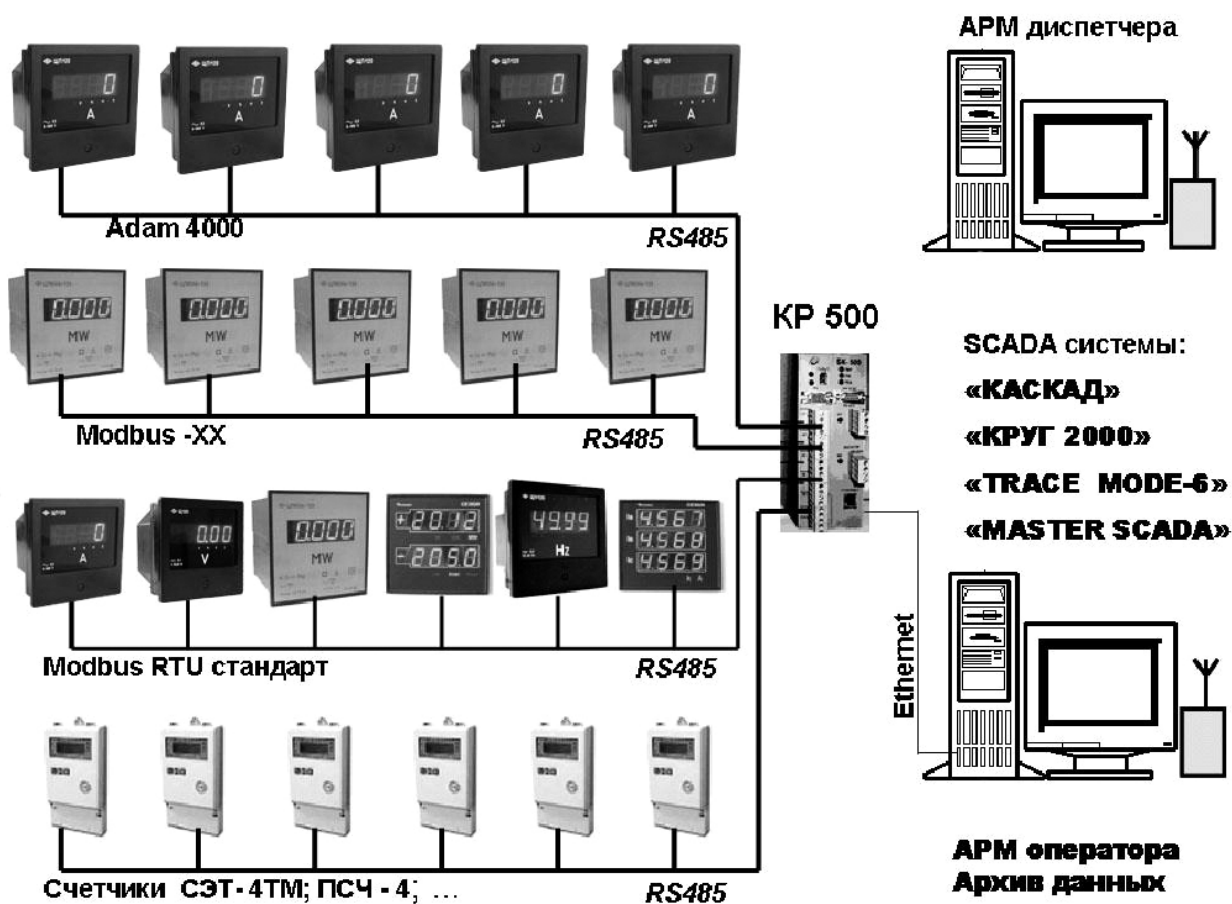


Рис. 2. Структура системы сбора данных

<< 26

НОВЫЙ ЧАСТОТНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ CUE ОТ GRUNDFOS ПОЗВОЛИТ СДЕЛАТЬ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫМ ЛЮБОЙ НАСОС

Компания GRUNDFOS, ведущий мировой производитель насосного оборудования, разработала новый частотный преобразователь CUE. При помощи него насос с фиксированной частотой вращения приобретает все функции агрегатов с частотным регулированием. То есть CUE способен автоматически подстраивать работу насоса под параметры системы, при необходимости увеличивая или уменьшая мощность работы электродвигателя насоса.

Отдельный монтируемый на стене CUE может работать со всеми видами насосов. Например, с погружными установками, установками для сточных вод и канализации, оборудованием для водоснабжения и взрывоопасных атмосфер, санитарными установками, в которых нежелательно или запрещено применение встроенного оборудования.

«Сфера применения насосов широка. И во многих сферах с переменной нагрузкой применение настенного частотного преобразователя позволит достичь существенной экономии, достигающей 50%. Не стоит забывать и о том, что при настройке таких систем с применением любого другого стандартного частотника необходимо привлечь специалиста по настройке и наладке. В случае CUE настройка крайне проста и представляет собой короткое последовательное стартовое меню из 15 шагов, позволяющее полностью настроить CUE для оптимальной работы с тем или иным типом оборудования. Это занимает не более 20 минут», — считает Роман Марихейн, инженер сегмента «Насосы инженерных систем зданий».

Среди других преимуществ частотного преобразователя CUE можно выделить:

— дисплей с удобным в использовании меню;

45 >>

системе. Естественно, в этом случае высокая точность нужна и для измерения значений частоты.

3. Измерение напряжения статора с высокой точностью актуально и в тех случаях, когда генератор работает непосредственно на шины (питает непосредственно потребителей).

4. Контроль напряжения на шинных секциях всех уровней: (6, 10, 35, 110 и 220 кВ.).

5. Высокая точность измерений целесообразна также для тока статора и суммарной отдаваемой мощности, например, для контроля перегрузки генератора.

На генерирующих предприятиях ряд параметров систематически регистрируются операторами в ведомостях. Это могут быть:

- напряжение, ток, активная и реактивная мощности на каждой из сторон трансформаторов связи;
- токи в линиях собственного расхода, например, потребление крупных электродвигателей;
- токи на отходящих фидерах от шин 6 кВ (10 кВ).

Во всех перечисленных случаях цифровые приборы, имеющие класс точности 0,5 и обеспечивающие цифровое отображение измеряемой величины, равномерную точность отсчетов во всем диапазоне, возможность считывания показаний под любым углом зрения, принципиально повышают точность измерений, объективность и удобство съема показаний.

Наличие в цифровых приборах интерфейсного выхода открывает возможность полностью автоматизировать процесс контроля и регистрации параметров. Для этого все цифровые приборы, располагаемые на данном объекте, достаточно объединить в цифровые системы сбора данных (рис. 2).

Такие системы позволяют:

1. Собирать и передавать данные в компьютер как с цифровых приборов, так и с электросчетчиков, имеющих интерфейсный выход.

2. Одновременно можно регистрировать с привязкой к реальному времени различные дискретные сигналы (например, состояние разъединителей и выключателей, факты срабатывания защит).

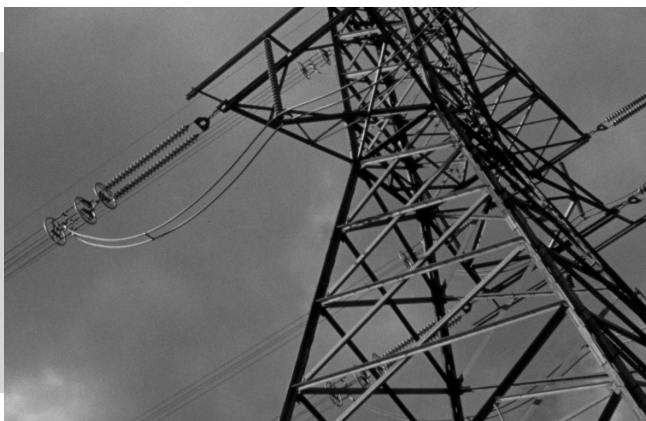
3. Накапливать и архивировать в памяти контроллера перечисленные в п. п. 1 и 2 данные в круглосуточном режиме (в том числе — при отключенном компьютере или вообще без компьютера на данном объекте).

4. При наличии на объекте компьютера (АРМ оператора), передавать накопленные данные в компьютер для отображения на мониторе или для печати отчетов. Тем самым исключается необходимость в самописцах и регистраторах событий.

5. Представлять данные на мониторе компьютера в различных экранных формах, например, в виде мнемосхем, временных трендов, таблиц или бланков отчетов, используя широко распространенные SCADA системы: «КАСКАД», TRACE MODE, MASTER SCADA, «КРУГ 2000» или другие.

6. Передавать данные с компьютера или, при отсутствии компьютера, непосредственно с контроллера — удаленному компьютеру (например, АРМ диспетчера) через каналы передачи данных, использующие: модем, радиомодем, GPRS- или GSM-коммуникаторы.

Такие системы позволяют не только собирать и транслировать данные, но и управлять аппаратами объекта. Для этого существует возможность принимать через те же каналы передачи данных управляющие команды, например, от диспетчера или с оперативного пульта управления другого энергообъекта (например, с другой подстанции) и передавать их на коммутационные аппараты энергообъектов.



Т. В. Анчарова,
канд. техн. наук, доцент
Московский энергетический
институт (ТУ)

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ОТРАБОТАВШИХ НОРМАТИВНЫЙ СРОК СЛУЖБЫ

В настоящее время в эксплуатации находится большое количество силовых трансформаторов, отработавших свой срок службы. В соответствии с ГОСТом 11677—85 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия», этот срок составляет 25 лет. По данным РАО «ЕЭС России» за 2000 г., доля электрооборудования подстанций 110/220 кВ, прослужившего более 25 лет, составила 40%, 15 — 25 лет — 35%, менее 15 лет — порядка 25%. К настоящему времени этот процент значительно возрос. Отработало свой срок службы около 50% блочных трансформаторов напряжением 110—500 кВ на тепловых и гидравлических станциях, более 30% — на предприятиях электрических сетей.

В ближайшие десять лет еще примерно 25% блочных трансформаторов и 28% трансформаторов в электрических сетях России будут иметь наработку свыше 25 лет.

В связи с этим все более актуальным становится продление сроков службы и оценка возможности дальнейшей эксплуатации такого оборудования.

Надо заметить, что проблема эта существует не только в России, но и во многих развитых странах Европы и Америки. Так, по данным Института электроэнергетики США, в 1997 г. в эксплуатации находилось около 60% силовых трансформаторов, отработавших более 25 лет.

Опыт эксплуатации показывает, что по окончании нормативного срока службы значительная часть трансформа-

торов сохраняет свою работоспособность при соблюдении допустимых нагрузочных режимов, своевременном проведении ремонтов и качественном их выполнении. Согласно рекомендациям СИГРЭ, экономически нецелесообразно продолжать эксплуатировать электрооборудование, в том числе и силовые трансформаторы, если удельная поврежденность, сопровождающаяся возникновением внутренних КЗ, превышает 3% в год. В России этот показатель для блочных трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110—500 кВ мощностью 63 МВА и выше, работающих на тепловых и гидравлических электростанциях, составляет 0,66%, в сетях — 0,45% в год.

Следует отметить, что величина срока службы, равная 25 годам, установлена на основании того, что за указанный период может произойти тепловой износ витковой изоляции обмоток. Наиболее подвержена процессам старения целлюлозная изоляция, на которую значительное влияние оказывают величина нагрузки трансформатора, качество масла, тип защиты масла от окисления, наличие термосифонных фильтров, эффективность системы охлаждения трансформатора, особенности конструкции и другие факторы.

Действительно, именно целлюлозная изоляция обмоток в силовом трансформаторе — наиболее подверженный процессам старения элемент, фактически определяющий его ресурс. Но накопленный опыт показывает, что факти-

ческий износ целлюлозной изоляции обмоток за номинальный срок службы существенно различается.

Помимо перечисленных эксплуатационных факторов, скорость и степень разрушения изоляции обмоток зависит от исходного уровня полимеризации намоточной бумаги, что связано с возрастом, условиями произрастания и типом древесины, со способом варки бумаги и составом конкретного варочного щелока и т.д.

В парке блочных трансформаторов, имеющих сравнительно высокие нагрузки, ресурс изоляции обмоток длительно работающих устройств исчерпывается быстрее, чем это происходит у крупных сетевых трансформаторов, так как увеличение нагрузки ведет в первую очередь к повышению температуры изоляции, что ускоряет все физико-химические процессы, приводящие к ее деградации.

В настоящее время разработана и внедряется в практику методика оценки фактического ресурса бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов.

Опыт эксплуатации показывает, что тяжелые повреждения трансформаторов с внутренними короткими замыканиями могут появиться раньше, чем будет исчерпан ресурс изоляции. Возникновение внутренних коротких замыканий связано с развитием процессов, ухудшающих изоляцию трансформаторов и высоковольтных вводов. К их числу относятся: загрязнение и увлажнение твердой изоляции и масла трансформатора, газовыделение из изоляции, развитие коллоидно-дисперсных процессов в герметичных высоковольтных вводах, снижающих электрическую прочность масляного канала.

Необходимо отметить, что до сих пор в эксплуатации находится достаточно много трансформаторов, у которых расчетная мощность трехфазного короткого замыкания в соответствии с нормами старого ГОСТа 11677—65 в 2,5 раза меньше, чем принятая в ГОСТе 11677—85. На таких трансформаторах возможны существенные превышения значений, допустимых для них токов короткого замыкания.

Еще одной значимой причиной, которая в ряде случаев приводит к внутренним коротким замыканиям в трансформаторах, является повреждение устройств переключения под рабочим напряжением.

Наряду с изоляцией стареет и магнитная система, что проявляется, в частности, в увеличении потерь холостого хода. При вводе трансформаторов в эксплуатацию и после капитального ремонта эти показатели не должны отличаться от приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте) более чем на 5%. Однако на практике измеренные на эксплуатируемых трансформаторах потери холостого хода значительно превышают каталожные (в табл. 1 приведены данные по одному из предприятий электрических сетей Мосэнерго). Иногда различие превышает 50%, что необходимо учитывать при расчете нормативного уровня потерь электроэнергии в сетях.

Для повышения надежности силовых трансформаторов, отработавших срок службы и перешедших в разряд изношенного электрооборудования, необходимо выполнять следующие требования:

- улучшать защиту от перенапряжений и воздействия токов КЗ;
- снижать тепловую нагрузку;
- увеличивать степень секционирования и резервирования;
- совершенствовать защиту от увлажнения;
- обновлять изоляцию (путем сушки, очистки и регенерации с растворением и удалением продуктов старения);
- использовать пленочную защиту масла;
- применять улучшенные адсорбционные фильтры;
- совершенствовать систему охлаждения;
- устранять потенциальные очаги повышенного нагрева;
- повышать надежность контактных токоведущих соединений и др.

Примером продления срока эксплуатации трансформаторов, отработавших 25 и более лет, могут служить профилактические работы, проводимые муниципальным предприятием «Электросеть» Мытищинского района Московской области. На их балансе находится 750 силовых трансформаторов, среди которых есть проработавшие больше 50 лет. С подстанций снимают старые трансформаторы, полностью их разбирают, вытаскивают «начинку», сливают масло, прогоняют его через центрифугу; моют и красят бак; промывают обмотку и помещают ее в сушильную камеру; меняют все резиновые прокладки и шпильки на новые (при сборке трансформаторов используют только медные шайбы собственного изготовления). Подобная профилактика обеспечивает повышение срока службы на 6—8 лет.

В последние годы в энергетике наметилась тенденция к переходу от системы планово-предупредительных ремонтов (ППР) к ремонтам по действительному техническому состоянию электрооборудования, как это принято в развитых странах. Как показал опыт эксплуатации силовых трансформаторов, проведение ППР без предварительного комплексного обследования себя не оправдывает, так как приводит не только к существенным материальным затратам, но в ряде случаев и к ухудшению характеристик изоляции.

Основой для принятия решений о возможности и целесообразности продолжения эксплуатации силовых трансформаторов, отработавших установленный срок службы, является состояние основных элементов: сердечника и обмоток, включая все элементы их твердой изоляции, замена которых требует значительных затрат. При приемлемом для дальнейшей эксплуатации состоянии, остальные элементы, включая масло, вводы, переключатели ответвлений, должны находиться в исправном состоянии.

Система диагностики трансформаторов, как, впрочем, и другого оборудования, должны иметь полноценное информационное, техническое, нормативное обеспечение, а также стратегию принятия решений о возможности и целесообразности его дальнейшей эксплуатации или необходимости вывода в ремонт.

Основным документом, регламентирующим перечень испытаний силовых трансформаторов при вводе их в работу и в процессе эксплуатации, предельно допустимые

Таблица 1

Измеренные и каталожные данные потерь холостого хода
силовых трансформаторов разных типов

Тип трансформатора	Напряжение, кВ	Мощность, МВА	Год изготовления	Потери холостого хода, кВт	
				Каталожные	Измеренные
АТДЦТН	220	200	1978	105	128,0
АТДЦТНГ	220	125	1958	80	252,2
АТДЦНГ	220	125	1967	80	206,1
АТДЦТГ	220	90	1964	150	249,4
ТДТНГ	110/6	31,5	1956	125	171,3
ТДТНГ	110/6	31,5	1959	125	322,0
ТДТН	110/6	31,5	1965	95	143,4
ТДНГ	110/6	20	1959	62	86,8
ТДНГ	110/6	20	1963	62	84,1
ТДГ	110/6	20	1952	60	98,7
ТДТГ	110/6	20	1948	76	102,5
ТДНГ	110/35/6	20	1962	62	91,4
ТДНГ	110/35/6	20	1963	62	86,5
ТДНГ	110/35/6	20	1960	62	86,5
ТДГ	110/6	20	1941	60	85,5
ТДНГУ	110/6	20	1964	62	76,5
ТДНГ	110/35/6	20	1964	62	110,3
ТДТН	110/35/6	16	1968	23	62,5
ТДТН	110/35/6	16	1969	23	57,2
ТДН	110/6	10	1954	15	38,6
ТДТНГ	110/6	10	1953	15	26,1
ТДТГ	110/6	10	1953	15	49,2
ТДН	110/10	10	1973	15	20,2
ТДН	10/6	10	1967	15	60,8
ТДН	110/6	10	1966	15	37,9
ТДН	110/6	10	1974	15	28,0
ТМ	35/10	6,3	1973	8	15,9
ТМ	35/10	6,3	1973	8	20,1
ТМ	35/10	6,3	1970	8	23,4
ТМ	35/10	3,2	1951	11,5	19,9
ТМ	35/10	3,2	1951	11,5	20,7
ТМ	35/6	2,5	1975	4,3	9,0
ТМН	35/6	1	1964	2,45	5,1
ТМН	35/6	1	1964	2,45	5,3
ТМН	35/6	1	1964	2,45	5,7
ТМН	35/6	1	1956	2,45	5,4

значения контролируемых параметров и периодичность контроля, являются РД 34.45—51.300—97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». В шестом издании этого документа (2002 г.) для силовых трансформаторов существенно расширен перечень контролируемых параметров. Кроме традиционных критериев оценки состояния изоляции введены новые, дополнительные показатели: хроматографический анализ газов, растворенных в масле, измерение степени полимеризации, контроль содержания фурановых соединений в масле, измерение сопротивления КЗ, тепловизионный контроль.

Тепловизионный контроль эффективен для диагностики электрооборудования, находящегося под напряжением, позволяя оценить системы охлаждения силовых трансформаторов и автотрансформаторов, найти дефекты изоляции маслонеполненных и фарфоровых вводов; выявить ослабление контактных соединений токоведущих частей; определить поля рассеяния.

Значительными возможностями в области диагностики силовых трансформаторов, направленными в первую очередь на определение их технического состояния, предупреждение аварий, повышение эффективности ремонтов и снижения числа необоснованных разборок, располагает ОАО «Электрозавод» (Москва). Применяемая программа диагностического обследования силовых трансформаторов без отключения их от сети позволяет осуществлять:

- хроматографический и физико-химический анализы масла;
- тепловизионное обследование (например, для определения локального нагрева элементов конструкции);
- акустическое определение уровня частичных разрядов (в частности, для определения нагрузочной способности);
- вибродиагностику;
- диагностику маслонасосов и системы охлаждения;
- анализ шумовых характеристик, позволяющий выделить составляющие, обусловленные процессами в магнитопроводе и других элементах.

Ниже рассмотрены показатели, характеризующие изношенность силовых трансформаторов, которые делят условно на прямые и косвенные (первичные и вторичные). В связи с тем, что прямые показатели, как правило, являются качественными и не могут быть определены непосредственными измерениями, на практике используют показатели косвенные (табл. 2).

Переход электрооборудования (ЭО) в категорию изношенного электрооборудования (ИЭО) связан с приобретением новых качественных свойств, которые раньше системно не проявлялись.

Главными техническими аспектами, предусматривающими адаптацию ИЭО к существующим условиям эксплуатации, являются следующие.

1) Создание особых условий работы и эксплуатации, а именно:

- улучшение защиты ЭО от перенапряжений и воздействий токов КЗ;



- снижение тепловой нагрузки на изношенные СТ;
- схемные решения, связанные с более высокой степенью секционирования и резервирования ИЭО как в системах электроснабжения, так и в производственных технологических процессах.

2) Устранение совместного влияния факторов, ускоряющих износ ЭО. Основными факторами, обуславливающими старение витковой изоляции СТ, являются влагосодержание, контакт с кислородом и превышение температуры.

Низкий уровень влагосодержания масла и твердой изоляции в эксплуатации поддерживают путем установки и совершенствования защит от увлажнения. Перевод трансформаторов напряжением 110 кВ и ниже, оборудованных силикагелевыми осушителями на азотную и пленочную защиту, за рубежом считают нецелесообразным из-за необходимости проведения больших работ по реконструкции. Однако всегда необходимо учитывать высокую эффективность применения в СТ установок по удалению конденсированной влаги.

3) Устранение обратных изменений в ИЭО. Наиболее важным в этом процессе является обновление изоляции, которое включает ее сушку, очистку и регенерацию с растворением и удалением продуктов старения. Работы проводят по технологии циклических режимов (нагрев, промывка, растворение шлама, затем сушка и удаление примесей) с переменными параметрами (температура, вакуум и длительность цикла) в зависимости от состояния СТ.

4) Модернизация ИЭО. Типовыми решениями при модернизации являются: герметизация СТ с установкой

пленочной защиты масла и улучшенных адсорбционных фильтров, совершенствование системы охлаждения и контрольно-измерительной аппаратуры. Реконструкция активной части обычно предусматривает устранение потенциальных очагов повышенного нагрева, изменение схемы заземления, повышение надежности контактных токоведущих соединений.

К главным методологическим аспектам, предусматривающим адаптацию ИЭО к существующим условиям эксплуатации, можно отнести более широкое внедрение современных методов и средств диагностики.

Система диагностики, предотвращая аварийные отказы ИЭО, должна прогнозировать возможность безаварийной дальнейшей работы СТ в течение определенного промежутка времени с целью определения времени следующего сеанса контроля и необходимого обслуживания трансформатора. Выявление дефекта необходимо для его оценки, локализации и последующего устранения. Уточнение вида и характера дефекта с помощью новых средств диагностики и анализ причин повреждений ИЭО позволяют не только повысить надежность диагноза, но и наметить пути разработки перспективных методов и средств технического обслуживания и ремонта (ТОР).

Кроме указанных выше, к методам диагностики СТ относятся следующие:

а) метод низковольтных импульсов, чувствительный к изменению механического состояния обмоток. При этом на одну обмотку СТ подают прямоугольный импульс напряжением 100—500 В, а в других обмотках регистрируют осциллограммы переходного импульса тока (реакцию обмоток на этот импульс). Изменения в осциллограммах, записанных до и после воздействий токов КЗ, позволяют судить об изменениях механического состояния обмоток;

б) метод определения усилия прессовки обмоток трансформаторов, основанный на анализе вибрационной реакции СТ на импульсное механическое воздействие небольшого уровня. Для оценки усилия прессовки обмоток на отключенном СТ осуществляют регистрацию отклика тестового импульсного механического воздействия. Изменение усилия прессовки магнитопровода и обмоток в процессе эксплуатации приводит к изменению общей вибрационной картины, усилению вибрации, изменению ее частоты, появлению модулированных колебаний. Система диагностики СТ по вибросигналам использует качественную и количественную интерпретацию вибрации поверхности бака СТ

Таблица 2

Показатели, характеризующие «изношенность» силовых трансформаторов

Прямой показатель	Косвенный показатель	
	первичный	вторичный
1. Витки обмотки		
Деформация, смещение, увеличение объема межобмоточного пространства	Изменение амплитуды, частоты шума и вибрации, появление модулированных колебаний	Увеличение сопротивления КЗ Z_k и напряжения КЗ U_k
2. Магнитопровод		
Увеличение потерь в стали	Повышение температуры магнитопровода	Увеличение потерь холостого хода, изменение состава диагностируемых газов, растворенных в масле
Ухудшение прессовки листов стали	Изменение амплитуды, частоты шума и вибрации, появление модулированных колебаний	То же
Ухудшение изоляции между листами стали	То же	То же
3. Масло		
Ухудшение физических свойств	Помутнение, увеличение вязкости, появление осадка	Изменение температуры вспышки
Ухудшение химических свойств	Окисление	Изменение состава диагностируемых газов, растворенных в масле
4. СТ* — как электрическая система		
Старение	Продолжительность эксплуатации	Увеличение газовыделения (кроме H_2), повышение количества CO_2 и суммы горючих газов в масле

* СТ — силовой трансформатор

в функции состояния механических изменений обмоток и магнитопровода;

в) дистанционная диагностика ЭО, находящегося под напряжением, с применением современных тепловизорных систем, создающих тепловой образ ЭО и картину распределения тепловых полей по его элементам. Благодаря разработке современных методик проведения тепловизионных обследований ЭО и изоляции с использованием обоснованных критериев аргументируют сроки проведения ТОР ЭО.

Нетрадиционные (но более доступные) параметры контроля (например, анализ показателей качества электроэнергии) обладают «тонким» механизмом выявления развивающихся дефектов. Экспериментально установлено, что показатели качества электроэнергии связаны с изменением параметров (Z_k , R_k и P_k) при различных видах повреждений. Увеличение коэффициента гармонических составляющих K_U (n) свидетельствует о развитии явлений резонансного характера, а изменение коэффициента нулевой последовательности K_0U характерно для механических деформаций обмоток.

Комплексный подход и многопараметрический диагностический анализ позволяют всесторонне оценить техническое состояние ЭО, накопить информацию для изучения особенностей и закономерностей его изменения, более обоснованно прогнозировать его дальнейшую работу. Главными техническими задачами комплексной диагностики являются поиск развивающихся дефектов и начальных повреждений изоляции высоковольтных вводов, отводов и узлов РПН; обнаружение перегревов токоведущих соединений и отдельных элементов СТ; выявление ослабления прессыковки и механических деформаций магнитопровода и обмоток; сочетание комплексной диагностики с мониторингом режимов эксплуатации ИЭО.

Внедрение рассмотренных мероприятий способствует переводу ТОР ЭО с планово-предупредительной системы на обслуживание ЭО по его состоянию, что снижает затраты за счет уменьшения объемов плановых и послеаварийных ремонтов, ремонтов по устранению отказов ЭО и минимизации ущерба от аварий.

Таким образом, диагностика технического состояния силовых трансформаторов позволяет своевременно предупредить возникновение аварийных ситуаций, оценить действительное состояние электрооборудования и определить запас его работоспособности.

Опыт показывает, что хотя традиционные испытания необходимы и лежат в основе оценки состояния трансформаторов, они не всегда позволяют обнаруживать дефекты на ранней стадии и своевременно давать информацию о развитии процессов, приводящих к снижению надежности и работоспособности оборудования. Поэтому использование дополнительных контролируемых параметров объ-

ективно оправдано и развивается как в нашей стране, так и за рубежом. При этом совершенствуется и система нормативных параметров для оценки состояния силовых трансформаторов в эксплуатации.

Система диагностики, основанная на действующих нормативных документах, позволяет комплексно оценивать состояние силовых трансформаторов, принимать решения по их дальнейшей эксплуатации и осуществлять техническую политику перехода к ремонту по фактическому состоянию оборудования в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

Литература

1. Киреева Э.А. К вопросу о старении силовых трансформаторов/Промышленная энергетика. 2004. №2.
2. Львов М. Силовые трансформаторы на 110 кВ и выше. Будущее определит диагностика/Новости электротехники. 2003. №6 (24).
3. Киреева Э.А. Повышение сроков эксплуатации силовых трансформаторов/Электрика. 2004. №7.
4. Сазыкин В.Г. Системный подход к проблеме изношенного электрооборудования/Электрика. 2001. №4.
5. Сазыкин В.Г. Совершенствование эксплуатации силовых трансформаторов/Электрика. 2003. №3.
6. Объем и нормы испытаний электрооборудования/Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, с изм. и доп. М.: НЦ ЭНАС, 2002.
7. Диагностика электрооборудования/Главный энергетик. 2004. №1.
8. Диагностика трансформаторов и реакторов (программы, методики, оборудование). М.: ОАО «Электрозавод», 2002.
9. Прохоров Е. Капитальный ремонт оборудования обходится на порядок дешевле, чем приобретение нового/Новости электротехники. 2003. №6 (24).
10. Сазыкин В.Г. Электрогериятрия — новая технология эксплуатации электрооборудования/Промышленная энергетика. 2000. №11.
11. Лукьянов М.М., Харисов Э.А. Новые принципы виброакустической диагностики изношенного силового электрооборудования/Электрика. 2001. №2.
12. Диагностика деформаций обмоток силовых трансформаторов и реакторов методом низковольтных импульсов/А.А. Дробышевский, Е.И. Левицкая, Д.В. Андреев, В.Р. Бельцер/Электротехника. 1997. №3.
13. Методика диагностики усиления прессыковки обмотки трансформатора/М.Н. Гервиц, В.И. Осотов, Л.С. Петрищев и др./Электрические станции. 1997. №5.
14. Русов В.А. Контроль прессыковки обмоток и магнитопровода крупных трансформаторов по вибропараметрам/Электрические станции. 1998. №6.



Д. Базыкин,
журнал «Техсовет»

ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРНЫМ ПОДСТАНЦИЯМ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Развитие территорий городских агломераций и промышленных площадок связано с интенсивным ростом энергопотребления на 3—4% ежегодно и нуждается в постоянном вводе новых мощностей распределения. Прежде всего, это понижающие трансформаторные подстанции. В условиях трансформаторного бума важно не ошибиться при выборе нового оборудования, технологий и материалов.

Какие сегодня предъявляют требования к трансформаторным подстанциям нового поколения?

По мнению экспертов, подстанции нового поколения должны отвечать таким неперенным требованиям, как: наличие систем дистанционного управления и контроля без постоянного обслуживающего персонала; компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности; надежность при работе в различных климатических зонах; комплексная автоматизация, обеспечивающая создание интегрированной АСУТП с подсистемами РЗА, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием.

К неотъемлемым атрибутам современных распределительных и трансформаторных подстанций средней мощности относят конденсаторные установки для регулирования реактивной мощности, а также вольтодобавочные

трансформаторы на длинных линиях, не обеспечивающие качество электроэнергии у потребителей.

Новые ПС, как правило, оснащаются автоматическими устройствами РПН, в т.ч. с микропроцессорными (МП) блоками управления; современными необслуживаемыми устройствами защиты масла; применением твердых вводов при номинальных токах до 2000 А.

Леонид Истомин, зам гендиректора по технической политике «Пермэнерго» (в составе МРСК Урала):

— Согласно Положению о технической политике в распределительном сетевом комплексе ФСК ЕЭС предполагается отказаться от подстанций старого, шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования. На практике в процессе их эксплуатации трансформаторы несколько раз проходят ремонты с заменой обмоток и расширкой магнитопровода.

Поэтому в сетевой энергетике в настоящее время будут применяться преимущественно современные типы подстанций со сроком службы более 30 лет: столбовые небольшой мощности, в т.ч. киоскового типа, и подстанции закрытого типа с теплоизоляцией.

По мнению **Юрия Сарапулова**, директора ООО «Тяжпромэлектропроект Пермь», на сегодняшний день при строительстве новых подстанций в большинстве случаев проекты ПС в технологическом плане инвариантны, применяются традиционные решения, «реформы» каса-

ются лишь НВА элегазовых выключателей, новых типов ячеек КРУ.

В последнее время технологические решения чаще соотносятся со схемно-компоновочными из-за потребности в сокращении площадей подстанций. Оптимизация конструктива достигается за счет применения жесткой ошиновки, закрытых РУ 35—110 кВ, в том числе модульных; применения металлоконструкций порталов повышенной прочности и устойчивых к коррозии, в т.ч. новых материалов для защиты строительных конструкций от коррозии.

К примеру, в С.-Петербурге по заказу МРСК Северо-Запада строится углубленная подстанция 110/10/6,3 кВ, разместившаяся возле Казанского собора. Новый современный энергообъект — трехэтажное сооружение, один из этажей расположен под землей, а надземные этажи выполнены в стиле садово-паркового павильона начала XIX века.

Сегодня на рынке трансформаторных подстанций представлены различные вариации комплектных и блочных трансформаторных подстанций: в бетонном, стальном и даже алюминиевом, а также сэндвич-исполнении.

Например, ЗАО «Трансформер» (Подольск, Московская обл.) разработаны шесть серий для разных классов потребителей: «Абонент» и «Оптима» (для жилых микрорайонов); «Стандарт» (для промышленных объектов); «Гарант» (для административных зданий и социально значимых объектов); «Бизнес» (для торговых, деловых, выставочных центров, банков); «Регион» (для небольших населенных пунктов). Наиболее востребованы по мощности двухблочные ПС от 400 до 600 кВА.

Сухие безопаснее?

Сегодня большую популярность завоевывают сухие силовые трансформаторы с литой изоляцией. Считается, что они более экологичны и пожаробезопасны, чем масляные, и поэтому особо актуальны там, где требуется повышенная безопасность (метро, шахты, кинотеатры, жилые и общественные здания). Однако в условиях частых перегрузок, которые случаются в российских сетях, для обеспечения пожаробезопасности традиционного набора защит (влагозащита, система вентиляции, автоматической сигнализации) явно недостаточно.

К примеру, Минский электротехнический завод им. В.И. Козлова предлагает целый спектр решений тепловых защит как для сухих, так и для маслянонаполненных трансформаторов. С целью дополнительной защиты масляные трансформаторы оснащаются маслоуказателем поплавкового типа. Для предупреждения избыточного давления в баке в трансформаторах ТМГ устанавливается предохранительный клапан. Трансформаторы большой мощности комплектуются транспортными роликами, электроконтактными мановакуумметрами. Для измерения температуры верхних слоев масла и управления внешними электрическими цепями трансформатор ТМГ мощностью 1000 кВ. А (по заказу потребителя) комплектуется манометрическим сигнализирующим термометром.



Рис. 1. Современная трансформаторная подстанция

Для защиты сухих трансформаторов от перегрева предусматривают комплектацию устройством тепловой защиты, управляемыми термисторами, встроенными в обмотки, а также виброгасящими подкладками.

Для сухих трансформаторов с напряжением 6 (10) кВ разработана литая изоляция из геафоля (эпоксидный компаунд с кварцевым наполнителем), дополнительно обмотки усилены стеклотканью, что исключает возникновение трещин при перегрузке трансформаторов и увеличивает долговечность трансформатора, также обмотки не требуют технического обслуживания.

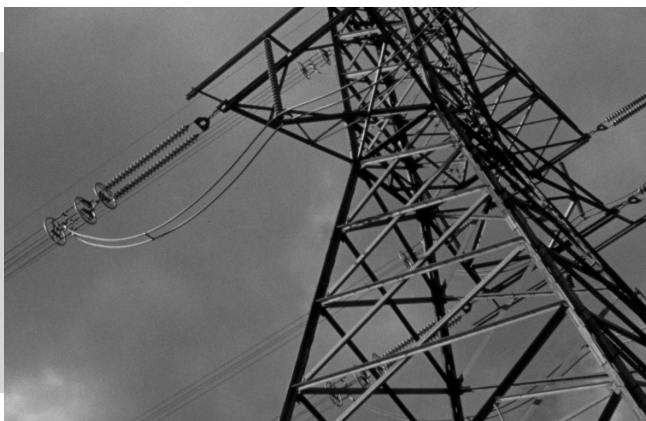
Стальные инновации

Новые разработки для трансформаторостроения касаются и материалов, особенно анизотропных сталей.

Александр Коротков, главный конструктор ОАО «Тольяттинский трансформатор» (Тольятти, Самарская обл.):

— Совместно с ведущими проектными институтами внедрена разработка трансформаторов нового поколения. Свое воплощение она нашла в базовой модели трансформатора ТДТН-40000/110. За счет применения новых марок электротехнических сталей 3408—3409 толщиной 0,23—0,27 мм с пониженными удельными потерями и производства магнитных систем с полным косым стыком и схемой шихтовки Step Lap удалось снизить потери холостого хода трансформатора на 30%, весовые характеристики — на 8%.

Предусматривается модернизация системы охлаждения с заменой трубных гнутых радиаторов на панельные. Для обеспечения длительной стойкости покрытия от климатических воздействий внедряется новая система 2—3-слойного покрытия эмалями с цинковым протектором коррозии. Это принципиально новая по замыслу антикоррозионная защита, ее покрытие анодно по отношению к стали, что обеспечивает прямую электрохимическую защиту изделия.



КАК ВЫБРАТЬ ГАЗОРАЗРЯДНЫЕ СВЕТИЛЬНИКИ

Как известно, все используемые источники света делятся на две группы: тепловые и газоразрядные.

Тепловые лампы — это всем известные лампы накаливания. Принцип их работы основан на нагреве металлической спирали при прохождении через нее электрического тока. Они подключаются в сеть непосредственно и не требуют использования специальных устройств для запуска. Лампы накаливания просто вкручиваются в патрон, через который протекает ток 220 Вт.

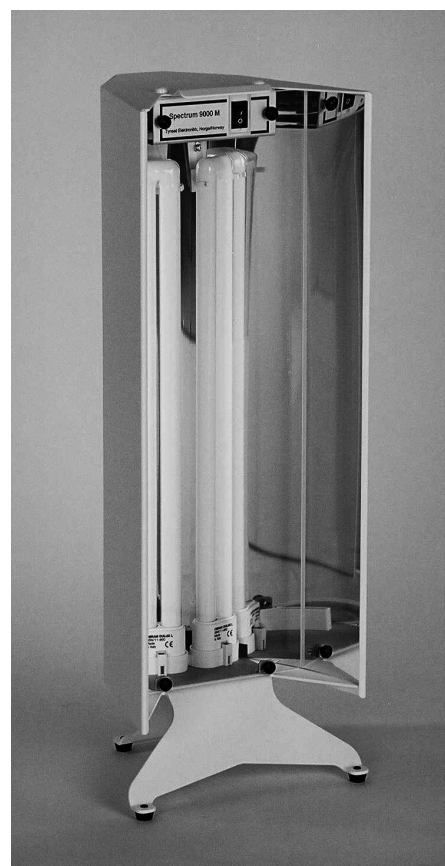
Газоразрядные источники света, напротив, не могут включаться в сеть непосредственно, а требуют для своей работы использования специальных устройств. Это связано с физикой газового разряда. Так, в газоразрядных источниках света с ростом тока напряжение на нем не растет, а уменьшается, в отличие от других приемников электрической энергии, где при увеличении подаваемого на них напряжения увеличивается и протекающий через них ток.

Это означает, что если в газоразрядных лампах не ограничивать ток разряда, он будет лавинообразно расти до тех пор, пока не выйдет из строя одно из трех звеньев электрической цепи: источник энергии, приемник или провода, соединяющие источник и приемник энергии.

Из всего вышеизложенного следует, что включение газоразрядных источников света возможно только совместно с такими устройствами, которые, с одной стороны, обеспечивают подачу напряжения, достаточного для возникновения разряда (т. е. для зажигания лампы), и, с другой стороны, ограничивают ток на уровне, требуемом для нормальной работы лампы. Такие устройства получили название пускорегулирующие аппараты (ПРА).

Что выбрать электромагнитные или электронные ПРА?

Электромагнитные пускорегулирующие аппараты (ЭМПРА) состоят как минимум из индуктивного балласта и импульсного зажигающего



Газоразрядный светильник

<< 35

устройства (ИЗУ). Если в комплект входит компенсирующий конденсатор, то эффективность ЭМПРА повышается.

При покупке готового светильника со встроенным ЭМПРА для его подключения не нужны специальные навыки. А вот при совмещении светильника и ЭМПРА необходимы специальные электротехнические познания.

Величина светового потока и потребляемая мощность в светильниках с ЭМПРА зависят от напряжения питающей сети. При работе ЭМПРА может возникать шумовой фон, что может негативно сказываться на настроении покупателей. Еще один минус работы ЭМПРА — реальный срок службы лампы приблизительно в 2—2,5 раза меньше паспортного. И наконец, светильники с ЭМПРА довольно массивные. Например, если средняя масса светильника для лампы мощностью 70 Вт около 2 кг, то для светильника мощностью 400 Вт уже около 9 кг. Как правило, при монтаже такого светильника ЭМПРА не подвешивают вместе с лампой, а устанавливают внизу на значительном расстоянии или на специальных креплениях под потолком.

ЭМПРА хороши своей традиционностью, они выпускаются по отработанной в течение многих десятилетий технологии, обеспечивающей приличную надежность. Самым ненадежным элементом ЭМПРА является ИЗУ. Если смириться с перечисленными выше особенностями, то светильник с ЭМПРА обойдется относительно недорого.

В настоящее время реальной альтернативой ЭМПРА стали электронные пускорегулирующие аппараты (ЭПРА), у которых эксплуатационные характеристики и эффективность работы намного выше, чем у первых.

Электронные ПРА являются более дорогими по сравнению с электромагнитным ПРА устройствами, однако начальные затраты компенсируются их высокой экономичностью, которая характеризуется:

- уменьшенным на 30% энергопотреблением (при сохранении светового потока) за счет повышения светоотдачи лампы на повышенной частоте и более высокого КПД;
- увеличенным на 50% сроком службы ламп благодаря щадящему режиму работы и пуска;
- снижением эксплуатационных расходов за счет сокращения числа заменяемых ламп и отсутствия необходимости замены стартеров;
- дополнительным энергосбережением до 80% при работе в системах управления светом;
- возможностью создания систем управления светом.

В связи с повышающимися тарифами на электроэнергию использование ЭПРА для люминесцентных ламп становится все более и более целесообразным. Даже при нынешних ценах на ЭПРА, которые в 5—10 раз выше, чем на электромагнитный ПРА и стартер, ЭПРА окупается за счет экономии электроэнергии и увеличения срока службы ламп. Специалисты крупнейших светотехнических фирм (Osram, Philips, Motorola и др.) посчитали, что при нынешнем уровне цен электроэнергии и аппаратов срок окупаемости ЭПРА составляет от 1 до 2,5 лет в зависимости от времени работы ламп.

В настоящее время ЭПРА, представленные на рынках России, можно разделить на две группы по ценовому признаку: простые ЭПРА сопоставимые по цене с магнитными балластами (70—80 руб. за ЭПРА 2x40 Вт) и высококачественные ЭПРА, по цене намного превосходящие магнитные (350—600 руб. за ЭПРА 2x40 Вт).

Сегмент высококачественных ЭПРА на российском рынке представлен ведущим европейским производителем пускорегулирующей аппаратуры ELT (Испания). Продукцию ELT отличают высокие технические характеристики и надежность в работе, которые обеспечиваются:

- предварительным подогревом катодов для обеспечения длительной работы лампы без вспышек и мерцания;
- самозажимными клеммными колодками;
- возможностью работы до 4 люминесцентных светильников от одного ЭПРА;

— дистанционное управление и мониторинг;

— специальные функции для таких областей применения, как водоснабжение и водоотведение.

Компания GRUNDFOS

ПРОГРАММА «РАСЧЕТ НОРМАТИВОВ УДЕЛЬНОГО РАСХОДА ТОПЛИВА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ, ОТПУЩЕННУЮ ДИЗЕЛЬНЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ»

Научно-техническим центром «КомпАС» и ЗАО «Роскоммунэнерго» завершена разработка программного комплекса «РаТеН-268-ДЭС», предназначенного для автоматизации расчета нормативов удельных расходов топлива на электрическую энергию, отпущенную дизельными электростанциями.

Программный комплекс разработан в соответствии с главой V «Порядка расчета и обоснования нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций икотельных», утвержденного приказом Минпромэнерго России от 4 октября 2005 года № 268. Кроме того, при разработке использованы «Рекомендации по повышению обоснованности проектов нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую энергию дизельными электростанциями», разработанные ЗАО «Роскоммунэнерго». Документ опубликован на сайте «Роскоммунэнерго» (<http://roskomen.ru>).

Расчетная процедура состоит из следующих, последовательно реализуемых этапов:

- определение индивидуальных НУР на производство электроэнергии для каждого дизель-генератора (ДГ) с учетом его износа;
- определение группового НУР на производство электроэнергии в целом по ДЭС;
- определение расходов топлива на производство электроэнергии,

46 >>

<< 45

на холостой ход и опробования ДГ в целом по ДЭС;

— определение НУР на отпущенную электроэнергию на основе найденных расходов топлива и с учетом расхода на собственные нужды ДЭС.

Расчеты производятся раздельно для каждого месяца планируемого года и в целом за год как по каждой ДЭС, так и в целом по энергоснабжающему предприятию. По результатам расчетов формируются выходные документы, необходимые в составе материалов по обоснованию нормативов, представляемых в Минэнерго РФ. Обеспечена возможность формирования выходных документов в разрезе населенных пунктов.

НТЦ «КомпАС»

ТВЭЛ ЗАПУСТИЛ ЦЕХ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ТРУБ В ТРЕХСЛОЙНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Петербургское Производственное объединение «ТВЭЛ», российский производитель предварительно изолированных теплопроводов запустило производство труб в трехслойной изоляции. Общая стоимость инвестиций в новый технологический цех составила 240 млн руб. Строительство нового цеха, монтаж и наладка оборудования осуществлялись в течение трех лет.

На сегодняшний день трехслойное полиэтиленовое покрытие является наиболее эффективным наружным антикоррозионным покрытием труб заводского нанесения. Покрытие состоит из эпоксидного праймера, адгезионного подклеивающего слоя и наружного полиэтиленового слоя и широко применяется во всем мире для антикоррозионной защиты трубопроводов различного назначения, включая, прежде всего, магистральные газопроводы, нефтепроводы, а также продуктопроводы, трубопроводы коммунального назначения, технологические трубопроводы и др.

Автоматизированная технологическая линия состоит из оборудования европейских производителей

48 >>

● небольшими размерами и весом ЭПРА, что позволяет его установку рядом со светильником;

● бесшумный режим работы;

● гарантийным сроком 3 года на всю продукцию.

В ряде европейских стран (Швеции, Австрии, Голландии, Швейцарии) уже несколько лет более половины выпускаемых светильников с люминесцентными лампами снабжены электронными балластами.

Классификация ПРА и мировые стандарты

В соответствии с общеевропейской классификацией электромагнитные балласты дроссельного типа по уровню потерь мощности подразделяются следующим образом:

Класс D — ПРА с максимальными потерями (запрет на продажу с 21 мая 2004 г. на основании Директивы Европейской комиссии №2000/55/EG);

Класс C — стандартные типы ПРА (запрет на продажу с 21 ноября 2006 г. на основании Директивы Европейской комиссии №2000/55/EG);

Класс B1 — ПРА с пониженными потерями относительно стандартных;

Класс B2 — ПРА с особо низкими потерями.

Электронные ПРА (ЭПРА) разделены на 3 класса:

A3 — нерегулируемые ЭПРА;

A2 — нерегулируемые ЭПРА (с потерями меньшими, чем у A3);

A1 — регулируемые ЭПРА.

Таким образом, с 2007 года в Европе производители светильников с ЛЛ должны будут комплектовать их только электромагнитными ПРА классов B1, B2 и высокоэкономичными ЭПРА. Заметим, что предприятия России в большинстве случаев производят ПРА самого низкого класса D. Но в дальнейшем, директива комиссии ЕС, может быть с некоторой задержкой, но неизбежно окажет влияние на производителей и рынок светильников с ЛЛ и в нашей стране. В связи с сокращением объемов применения электромагнитных ПРА в ближайшие годы неизбежно расширится «ниша» для развития рынка ЭПРА. Воспользовавшись этой ситуацией, ряд фирм начал производить так называемые «дешевые ЭПРА нового стандарта», вводя в заблуждение неосведомленных потребителей. Эти аппараты, уже появившиеся на рынке, значительно уступают по качеству ЭПРА ведущих специализированных изготовителей, хорошо известных на мировом рынке, например, производителей из Испании. Нужно ясно представлять себе, что цена ЭПРА может быть резко уменьшена только за счет снижения надежности и потери ряда свойств и функций:

Срок службы «дешевых» ЭПРА (25—30 тыс. часов) примерно в 2 раза меньше, чем у качественных аппаратов.

Схема «дешевых» ЭПРА не обеспечивает предварительный прогрев электродов ЛЛ в пусковой период. «Холодное» зажигание ламп сокращает их нормированный срок службы, особенно при значительном числе циклов «вкл. — выкл.».

«Дешевые» ЭПРА лишены такой важной функции, как автоматическая подрегулировка выходной мощности ЛЛ при колебаниях сетевого напряжения. (Качественные ЭПРА обеспечивают неизменный световой поток ламп в диапазоне колебаний напряжения питания от 200 до 250 В).

Автоматическое отключение ЛЛ в конце срока их службы «дешевыми» ЭПРА не гарантируется.

В противоположность стандартным качественным ЭПРА «дешевые» аппараты могут питаться только переменным током.

Выводы из изложенного выше однозначны: применение «дешевых» ЭПРА приводит к повышению эксплуатационных расходов из-за меньшей надежности аппаратов и сокращения срока службы ЛЛ и поэтому не сулит потребителю ничего, кроме экономических убытков.

По материалам компании «МДМ-Лайт»



Е. А. Прокофьев,
главный инженер ЗАО «Курс»

ОПЫТ МОДЕРНИЗАЦИИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ ТЕПЛО- И ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Гарантийных обязательств на насосные агрегаты более года никто не дает, хотя средняя наработка на отказ электродвигателя равна 2,6 года, а ресурс до капитального ремонта — 3,4 года, но через год, а то и ранее, насос приходится сдавать в ремонт.

В системах отопления и горячего водоснабжения, и котельных, и ЦТП широко используются насосы типа К (консольный) или КМ (консольный моноблочный).

Эти насосы должны обеспечивать расход воды (определяется по тепловому балансу с учетом всех потерь тепла в самую холодную пору) и напор (который определяют как сумму сопротивлений трубопровода, задвижек, радиаторов и т.д. по всей системе отопления при заданном расходе теплоносителя).

Вода, попадая через всас насоса в рабочее колесо, отбрасывается лопастями из центра к краям, тем самым ускоряя движение водяного потока. Тут и начинаются первые проблемы. Дело в том, что рабочее колесо, закрепленное жестко на валу, имеет остаточный дисбаланс, и чем выше его значение, тем выше циклические нагрузки на подшипники и соответственно меньше ресурс всего агрегата. Опыт эксплуатации и ремонта насосов типа КМ показывает, что на заводах-производителях электродвигателей ротор проходит динамическую балансировку, а на насосном заводе при агрегатировании рабочее колесо

в лучшем случае балансируют статически (защитная втулка этой операции не подвергается вообще). После сборки происходит следующее:

- из-за дефектов чугунного литья возникают массовые и инерционные силы, действующие на рабочее колесо;
- циклическое действие этих сил вызывает появление вибрации;
- передний подшипник разбивает свое посадочное место в селуминовом корпусе электродвигателя;
- возникает прогиб вала, отчего электродвигатель, а вместе с ним и весь агрегат, выходят из строя.

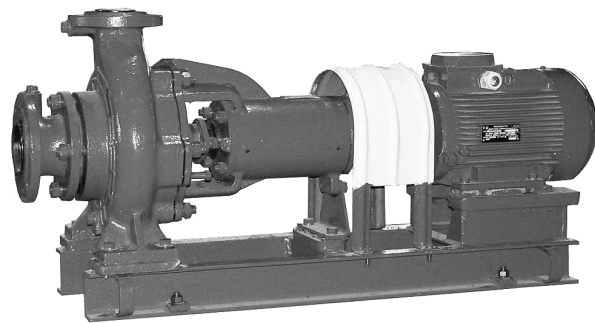


Рис. 1. Насос консольный типа К

<< 46

и обеспечивает производительность нанесения изоляции около 1 км труб в сутки. Диаметр изолируемых труб — 273—1220 мм. Для производства применяется только высококачественное сырье известных мировых компаний и сертифицированная трубная продукция ведущих российских производителей. Предполагаемые заказчики продукции — строительно-монтажные организации нефтегазового комплекса, а также коммунального и строительного рынков.

— Мы не будем составлять конкуренцию такому мощному производителю трубной продукции в изоляции как Ижорский трубный завод, — говорит технический директор ПО «ТВЭЛ» Александр Рогалев. — Они удовлетворяют постоянный спрос на самый ходовой диаметр 1420 мм, мы же планируем занять нишу рынка в диапазоне диаметров от 1220 мм и ниже. В настоящее время производство сертифицировано НК «Транснефть» и сейчас завершается этап сертификации ОАО «Газпром».

www.worldenergy.ru

**КОМПАНИЯ «РЭЛСИБ»
ВЫПУСТИЛА НОВЫЙ
ТЕРМОМЕТР-ЩУП ИТ-7**

Компания НПК «Рэлсиб» (Новосибирск) выпустила новый цифровой термометр-щуп. Он предназначен для измерения температуры газообразных сред; жидких и сыпучих сред; температуры поверхности твердых тел, в зависимости от конструктивного исполнения.

Закончена разработка и изготовлены первые образцы нового недорогого переносного цифрового измерителя температуры ИТ-7, имеющего вид щупа. Термометр выпускается со встроенным датчиком температуры, в качестве которого применяется термометр сопротивления из платины Pt1000 с температурным коэффициентом $\alpha=0,00385$ 0С-1 по ГОСТу Р 8.625-2006.

Новый переносной цифровой измеритель температуры ИТ-7

50 >>

Решением этой проблемы может быть снижение массы рабочего колеса. Понятно, что снижение массы вращающихся деталей ведет к снижению дисбаланса и, как следствие, к увеличению ресурса. Но не так все просто.

Когда нам приходилось разбирать насосы импортного производства, то первое, что удивило, — это рабочее колесо, изготовленное из нержавеющей стали толщиной 2—3 мм и собранное методом точечной сварки. Но импортные насосы будут нормально работать только при соблюдении высоких требований к чистоте рабочей среды. А сколько раз приходилось вытаскивать из проточной части насосов шайбы, гайки, куски окарины и другие предметы, неизвестно как туда попавшие. Установка фильтров перед всасывающим патрубком в насос тоже не является панацеей. Весь мусор, который летает по нашим трубопроводам, могут выдержать только чугунные детали (корпус и рабочее колесо) отечественного производства.

Остается один выход — динамическая балансировка всей вращающейся части (ротор электродвигателя с удлинителем вала, защитной втулкой и рабочим колесом).

Прочностные расчеты показывают, что передний подшипник электродвигателя в насосном агрегате КМ испытывает нагрузки значительно большие, нежели задний. И опыт ремонта и эксплуатации подтверждает это. А заводы-производители используют электродвигатели с одинаковыми передним и задним подшипниками.

Чтобы повысить межремонтный ресурс моноблочного насоса агрегата, мы провели замену переднего подшипника на более мощный и, как следствие, — заменили переднюю крышку электродвигателя на стальную с посадочным местом под новый подшипник. Дополнительно в корпусе подшипника устанавливаем манжетное уплотнение перед передним подшипником, что создает дополнительную защиту электродвигателя от попадания в него влаги.

Между передним подшипником и корпусом насоса есть еще один уязвимый узел — это уплотнение корпуса насоса, которое может быть торцевым или сальниковым. Торцевое уплотнение выходит из строя либо из-за вибрации вала или по причине наличия твердых частиц в жидкости. Если вибрацию нам удалось устранить, то с чистой водой мы поделаться ничего не можем. Выбора нет — и мы остановились на сальниковом уплотнении. Конечно, сальниковое уплотнение (как расходное по определению) влечет за собой установку дренажей и периодическое обслуживание. Однако и тут есть выход — сальниковая набивка из терморасширенного графита

«Графлекс» сочетает в себе не только свойства торцевого уплотнения — отсутствие расхода (грундбуксу можно затянуть до упора, и вал будет находиться в графитовой смазке), но и сохраняет конструкцию сальниковой камеры, что не требует доработки корпуса насоса.

Увеличением ресурса насосных агрегатов мы занимаемся с 1996 г. Пройден тяжелый путь, на котором встречались и разочарования, и неудачи. Но за период с ноября 1997 г. по сегодняшний день 370 моноблочных насосов данной конструкции было установлено в теплоснабжающих предприятиях Москвы и Подмосковья, из них вышли из строя только 8, а с 1999 года отказов не было. Так что, теперь мы можем увеличить гарантийные обязательства на наши насосы до 2-х лет.



**И. Усачев, В. Владимиров,
А. Матвеев, К. Тарасенко,
«Энергетика и промышленность
России»**

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ МАЛОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Развитие распределенной энергетической системы, состоящей из множества преимущественно мелких источников, находящихся непосредственно у потребителей, обеспечивает дополнение и резервирование централизованных систем.

При этом потребитель, например, промышленное предприятие, обладающий собственным источником энергии, во-первых, получает ее по себестоимости, которая в разы ниже тарифов; во-вторых, повышает надежность энергоснабжения; в-третьих, может получать дополнительные выгоды от продажи энергии соседям; в-четвертых, снижает пиковые нагрузки, что приводит к увеличению срока службы оборудования; в-пятых, может максимально использовать дешевое местное топливо.

Что мешает?

Несмотря на все преимущества, сегодня имеется ряд препятствий на пути реализации данной схемы. Одно из них — это отсутствие четкого механизма, подкрепленного правовой базой, по которому бы происходило взаимодействие между централизованными и частными поставщиками электрической энергии. Второе препятствие — низкий технический уровень и отсутствие опыта по согласованию работы малых источников параллельно с сетью.

Наиболее крупной и проверенной на практике в России является энергосберегающая технология комбинированного производства энергии и тепла с использованием проти-

водавленческих паровых турбин. В данном направлении российские ученые и конструкторы традиционно занимают ведущее место в мире. Эта технология заключается в том, что для утилизации потенциальной энергии предлагается понижать параметры пара до требуемых не посредством редуцирования с потерей энергии, а в процессе совершенства им полезной работы. Для этого параллельно редуцирующему устройству устанавливается энергогенерирующий комплекс с паровой противодавленческой турбиной. Пар на технологический процесс направляется через турбину, а работа, совершаемая в ней паром, используется для привода электрического генератора, насосов, вентиляторов и других устройств.

Сферы применения

Энергия, производимая комплексами, как правило, используется для собственных нужд предприятия, на котором она установлена. Такой способ применения позволяет значительно снизить затраты электроэнергии на привод устройств и повысить КПД использования пара.

В России уже имеются десятки тысяч источников водяного пара и постоянно строятся новые. Предназначенный для их реализации паротурбинный привод имеет существенное преимущество — это высокий ресурс. Для паровых турбин малой мощности, работающих обычно на средних и низких параметрах пара, 4 МПа и менее, он составляет 300 000—350 000 часов. Кроме того, движущиеся части паровых турбин работают в менее агрессивной среде,

<< 48

незаменим там, где требуется механическая прочность, возможность работы в условиях отрицательных температур, яркий хорошо видимый в темноте индикатор, простота в обслуживании и калибровке, высокая точность измерений. Термометр-щуп ИТ-7 может использоваться для контроля температуры асфальто-битумной смеси при строительстве дорог, замороженного мяса в холодильных камерах, теплоносителя в системе ЖКХ и т.д.

В отличие от зарубежных аналогов, имеющих непрочную конструкцию корпуса щупа, ж/к индикатор, невидимый при недостаточном освещении, и погрешность более 2,5°C, новое изделие НПК «Рэлсиб» является, действительно, измерительным прибором, с возможностью широкого использования на производстве.

Статистика показывает, что в 80% случаев переносные приборы выходят из строя из-за обрывов или замыканий в кабеле, соединяющем прибор и датчик. В ИТ-7 кабеля нет, а следовательно, надежность при эксплуатации возросла в несколько раз. Термометр ИТ-7 изготавливается со щупом различных конструкций. Выпускается в трех конструктивных исполнениях:

- для контроля жидких сред (тип Ж);
- для контроля поверхности твердых тел (тип П);
- для контроля воздушных сред (тип В).

Специально для ИТ-7 разработана простая калибровка, которую можно выполнить даже в домашних условиях, а следовательно, и через много лет эксплуатации погрешность прибора «не уйдет» за рамки паспортных данных. Отличительными особенностями являются: отображение измеренного значения на ярком цифровом 4-разрядном светодиодном индикаторе; диапазон измерений от -50 до +200°C с разрешением 0,1°C; погрешность во всем диапазоне не более 0,9°C; простота в использовании и калибровке; высокая точность; индикация выхода за пределы диапазона

55 >>

в отличие от газовых турбин и ДВС, а это повышает их надежность и снимает необходимость постоянного технического обслуживания. Эти факторы существенно влияют на экономическую эффективность работы установки. Помимо сказанного, немаловажным является то, что паровой котел, работающий совместно с турбиной, может иметь топку на различных видах топлива: газе, мазуте, угле, древесине, торфе и т.д. Это, в свою очередь, позволяет создавать станции, использующие местные виды топлив, тем самым получая дополнительные экономические выгоды.

Паровые турбины малой мощности можно эффективно использовать как в уже существующих и вновь создаваемых котельных, так и на больших тепловых станциях, имеющих промышленный отбор пара, что значительно расширяет сферу их применения.

Опыт производства

В Свердловской области производством паровых турбомашин малой мощности занимается ООО «Электротехнический альянс». Данные турбомшины типа «ПТМ» разрабатываются и изготавливаются по конкретным параметрам заказчика, поэтому их применение максимально эффективно, кроме того, они имеют ряд преимуществ перед существующими аналогами. Основные из них — повышенный внутренний КПД (70%), малая собственная длина, что позволяет разместить ее в действующей установке на существующем фундаменте взамен электропривода (или вместе с ним) и отсутствие редуктора (прямое сопряжение с приводимым механизмом), что повышает надежность работы и снижает уровень шума.

Отсутствие системы маслоснабжения обеспечивает пожаробезопасность турбины и позволяет эксплуатировать ее в помещении котельной в непосредственной близости с котлом. Наличие блоков регулирования как на паровпуске, так и в противодавлении исключает ее самопроизвольный разгон сверх допустимой скорости вращения вала. Немаловажным является и плавное регулирование скорости вращения вала от холостого хода до номинальной нагрузки турбоустановки, что позволяет использовать ее взамен частотно-регулируемого электропривода, и малое время, необходимое для перехода от выключенного состояния до принятия номинальной нагрузки. Время работы турбомшины до вывода из эксплуатации — не менее 40 лет. Средний срок окупаемости, которая обеспечивается за счет экономии на покупке электроэнергии, не превышает 2—3 лет.

Подводя итог, еще раз отметим: самым эффективным и экономически оправданным на сегодняшний день является создание распределенной энергетической системы на базе уже существующих котельных, путем перевода их в режим мини-ТЭЦ с использованием паротурбинных энергетических установок. Но вместе с тем данные установки могут найти широкое применение и в отдаленных поселках при создании станций, использующих местные виды топлив. Дополнительные преимущества, такие, как когенерация тепла, повышение надежности, отсутствие сетевых издержек, уже сейчас делают распределенную генерацию выгодной во многих применениях. Справедливая рыночная оценка всех преимуществ — ключевой фактор для определения перспективности таких проектов.



Ф. Г. Ахтямов,
директор компании «ЭкоТерм»

ОПЫТ ПЕРЕВОДА УГОЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ НА ДРЕВЕСНЫЕ ОТХОДЫ

Эффективность энергопотребления возможна за счет увеличения использования возобновляемых источников энергетических ресурсов в энергобалансе. Резервы древесных отходов как биологических ресурсов топлива для работы котельных в Уральском и Западно-Сибирском регионе, где развита лесная и деревообрабатывающая промышленность, велики. Экономическая выгода от внедрения энергетического оборудования, работающего на древесных отходах, на предприятиях лесопереработки и деревопереработки и в регионах с развитыми указанными отраслями промышленности очевидна:

- цены на газ и жидкое топливо будут постоянно расти до уровня мировых;
- решаются вопросы утилизации древесных отходов;
- древесные отходы — экологически чистое топливо.

В табл. 1 приведена характеристика различных видов топлива.

Во второй половине 2005 года перед компанией «ЭкоТерм» была поставлена задача рассмотреть вопрос о возможности перевода отопления двух угольных котлов на древесные отходы. Место проведения работ — город Бодайбо — один из северных городов Иркутской области.

Была проанализирована экономическая ситуация в регионе, связанная со стоимостью различных видов топлива. В табл. 2 представлены затраты на разное топливо в северном регионе (без учета НДС).

Таким образом, из таблицы следует, что при использовании различных видов топлива, мы имеем значительный перерасход при использовании дизельного топлива и некоторую экономию при использовании котельных установок

Таблица 1

Характеристика различных видов топлива

Вид топлива	Теплота сгорания, МДж/кг	% серы в дымовых газах	% золы	Содержание CO ₂ в дымовых газах, кг/ГДж
Уголь	15—25	1—3	10—20	60
Мазут	42	1,2	1,5	78
Отходы древесные (опил, стружка, щепа)	10	0	2	0
Природный газ	36	0	0	57
Пеллеты (древесные гранулы)	17,5	0,1	1	0

Таблица 2

Затраты на разное топливо в северном регионе

Вид топлива	Теплотворная способность	Цена	Стоимость одного кВт*ч
Дизельное топливо	10 кВт*ч/л	18 руб./л	1,80 руб.
Уголь	4 кВт*ч/кг	1,2 руб./кг	0,3 руб.
Древесные отходы	2,5 кВт*ч/кг	0,3 руб./кг	0,12 руб.

на древесных отходах в сравнении с угольными котельными. Но кроме цены непосредственно на топливо необходимо принимать во внимание некоторые статьи расходов при выборе котлов на том или ином виде топлива, а именно:

- затраты на подвоз топлива (возобновление запаса топлива);
- стоимость обслуживания установки (периодичность и сложность обслуживания, в частности, угольных котлов на низкосортном угле);
- повышение цены топлива с течением времени;
- необходимость и стоимость установки дополнительного оборудования для функционирования котлов (сложная система топливоподготовки и хранения топлива).

При обследовании объекта на месте была выяснена следующая ситуация. Существующая котельная тепловой мощностью 0,5 Гкал/час с двумя водогрейными котлами отапливалась привозным углем. Склад топлива отсутствовал. Уголь хранился навалом под открытым небом.

Системы топливоподдачи и золоудаления на котлах отсутствовали. Говорить о хороших условиях эксплуатации котельной не приходилось. На рис. 1 представлена ситуация до реконструкции.

Уголь в данный регион доставлялся только в летний период года в навигацию по реке. Других транспортных развязок нет. В связи с этим стоимость угля с учетом доставки довольно значительна. При этом, учитывая климатические условия в данном регионе (-50°C), хранение топлива сопряжено со значительными расходами. Назначение котельной — отопление производственных и складских помещений. С другой стороны, у заказчика работало действующее деревообрабатывающее производство, и скопилось значительное количество древесных опил, стружки, щепы и кус-

ковых отходов, которые скапливались навалом. Но отсутствовали сушильные камеры для сушки пиломатериалов, что сказывалось на качестве выпускаемой продукции.

Техническое задание заключалось в следующем:

1. Предложить техническое решение о реконструкции существующих котлов с возможностью их работы на древесных отходах, то есть полностью исключить уголь как топливо.
2. Обеспечить не менее чем трехсуточный запас топлива (древесных отходов) и полностью механизировать процесс топливоподдачи древесных отходов к котлам.
3. Создать запас тепловой мощности котельной для обеспечения отопительной нагрузки и отопления сушильных камер пиломатериалов.
4. Минимизировать расстояния от котельной до будущих сушильных камер для исключения тепловых потерь теплоносителя, а также для установки в самой котельной шкафов управления сушильными камерами, чтобы оператор котельной мог контролировать процесс сушки.
5. Выбрать модульный вариант основного котельного и вспомогательного оборудования для простоты монтажа и его минимальных сроков.

При этом однозначное условие — система топливоподдачи древесных отходов к котлам должна быть механизирована для повышения уровня эксплуатации котельной.

В итоге в результате совместной творческой работы и заказчика и исполнителя удалось решить все поставленные задачи. Здесь необходимо отметить решительность, деловитость и инженерный подход руководства компании заказчика.

В целях снижения затрат на реконструкцию было предложено оставить существующие котлы с незначительными



Рис. 1. Котельный агрегат до реконструкции

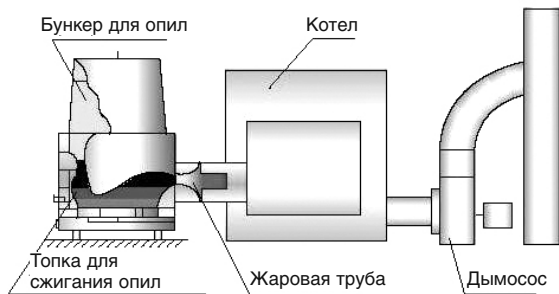


Рис. 2. Общий вид реконструированного котельного агрегата

техническими изменениями и использовать их в качестве теплообменников. Для возможности сжигания древесных отходов можно использовать газогенераторную топку, позволяющую сжигать отходы высокой влажности и различного состава от мелких опил до коры. Практический опыт по применению топков данной конструкции у компании «ЭкоТерм» уже имелся. Газогенераторную топку и теплообменник необходимо соединить жаровой трубой, где и будет происходить полное окончательное сгорание генераторного газа и из которой горячие газы с температурой 1100°C поступают в теплообменник. Теоретически общий вид реконструированного котельного агрегата с переводом отопления с угля на древесные отходы должен был выглядеть так, как представлено на рисунке.

Реконструкция котельной проведена в январе 2006 года. Для снижения затрат на привлечение подрядных организаций работы проводились силами заказчика. Шефмонтаж осуществляла компания «ЭкоТерм», как поставщик, проектировщик и инициатор технического решения по реконструкции. Срок реконструкции от начала работ до розжига и вывод котельной на режим составил 12 дней.

В конструкцию существующих угольных котлов, которые использовались как теплообменники, были внесены незначительные добавления. Установлен взрывной клапан. Удалена колосниковая решетка. Выбран и смонтирован дымосос с необходимым напором для обеспечения нормального разрежения.

Работы по подготовке оборудования к реконструкции были спланированы таким образом, что остановка котельной составила 8 часов. Это было немаловажно с учетом тяжелых климатических условий: температура наружного воздуха снижалась до -55°C.

На рис. 3 представлен реконструированный котельный агрегат с газогенераторной топкой.

Итоги работы:

1. Предприятие полностью обеспечило себя дешевой тепловой энергией для отопления складских, бытовых и производственных помещений и для технологических установок (сушильных камер).
2. Предприятие полностью исключило затраты на завоз угля в этот труднодоступный регион для отопления котельной, что заметно скажется на экономических показателях.
3. Предприятие решило для себя проблему по вывозке отходов от деревообрабатывающего производства. Можно смело говорить, что на предприятии создано безотходное производство.
4. Улучшились условия эксплуатации в котельной. Сократился ручной труд. Исключен такой трудоемкий процесс, как шлакоудаление, так как древесные отходы имеют очень малую зольность.

В настоящее время наиболее остро проблема эффективного использования энергоресурсов стоит перед бюджетными организациями, коммунальными службами.

При этом увеличивается задолженность муниципальных предприятий за газ и газовую составляющую в покупаемой тепловой энергии от ведомственных котельных. Рост цен на традиционные виды топлива крайне отрицательно сказывается на результатах финансово-хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций ЖКХ, на ухудшении состояния основного и вспомогательного теплоэнергетического оборудования, сетей. В итоге аварийные ситуации в системах теплоснабжения не заставляют себя ждать.

В настоящей статье представлен один из реальных практических примеров внедрения рационального и экономически выгодного технического проекта для решения накопившихся проблем.



Рис. 3. Реконструированный котельный агрегат с газогенераторной топкой



МЕТОДИКА АУДИТА СИСТЕМ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ

При подборе компрессорного оборудования для промышленных предприятий перед специалистами, отвечающими за этот процесс, часто встает нелегкий выбор, с одной стороны, существует опасность «недоработки» по производительности, и в этом случае в момент полной загрузки предприятия возможны колебания давления воздуха в пневмосетях ниже допустимого предела и, как следствие, нарушение технологических процессов. С другой стороны, выбор оборудования с «запасом» влечет за собой недопустимо большой перерасход финансовых средств при покупке нового оборудования.

Для того чтобы новое компрессорное оборудование подходило по всем характеристикам, важно провести первоначальный аудит систем сжатого воздуха, или **пневмоаудит**. В процедуру пневмоаудита входит и обследование энергозатратности предприятия, т.е. энергоаудит. Результаты пневмоаудита и энергоаудита влияют на выбор того или иного компрессорного оборудования.

Методика проведения пневмоаудита

Базовым элементом проведения пневмоаудита является наличие достоверных данных по потреблению сжатого воздуха на предприятии. В настоящее время существуют технологии проведения прямых замеров расхода сжатого воздуха. Ее применение позволяет в кратчайшие сроки определить параметры расходов сжатого воздуха в различных точках пневмосети в динамике. Для установки переносного прибора-расходомера достаточно лишь небольшой врезки на прямом участке трубопровода.

Результатом измерения являются графики рис. 2 (а также таблицы в формате Excel).

С помощью этих графиков/таблиц можно определить характер потребления сжатого воздуха подразделениями предприятия. Это позволяет выбрать оборудование максимально подходящее для того или иного подразделения.

Например, значительные по величине и времени колебания в потреблении сжатого воздуха указывают на эффективность применения на этом участке винтового компрессора с регулируемым электроприводом, а относительно большой и стабильный расход сжатого воздуха свидетельствует о возможности применения центробежных компрессоров. Измерение потребления воздуха в период простоя



Рис. 1. Расходомер



Рис. 2. График потребления сжатого воздуха

оборудования (обеденный перерыв) позволяет выявить величину непроизводительного расхода воздуха (утечек) и оценить эффективность мероприятий по их предотвращению. Проведение измерений в точках непосредственного производства и потребления сжатого воздуха дает возможность выявления «слабых мест», т.е. участков с большими падениями давления, и позволяет выдавать рекомендации по оптимизации пневмосетей. Следует отметить, что существуют аналитические методы определения потребления сжатого воздуха подразделениями предприятия, основанные на паспортных данных воздухопотребляющих установок и данных о загрузке установок. Однако точность этих методов далека от удовлетворительной, а реальное потребление воздуха может сильно отличаться от паспортного, вследствие физического износа оборудования;

По итогам замеров производится технико-экономическое обоснование нескольких вариантов размещения оборудования. Данные варианты приводятся к сопоставимому виду, прежде всего по энергопотреблению и затратам на техническое обслуживание. И, в конечном итоге, заказчику остается только выбрать наиболее предпочтительный для него вариант.

Инструмент для пневмоаудита

Измерения расхода сжатого воздуха производятся с помощью универсального переносного прибора для пневмоаудита — расходомера. Прибор измеряет расход воздуха, приведенный к нормальным условиям, и не требует дополнительного пересчета показаний расхода в зависимости от давления и температуры измеряемого воздуха. Результатом измерения являются графики и таблицы в формате Excel.

Прибор монтируется на шаровой кран, при этом не требуется прекращать подачу сжатого воздуха по проверяемому трубопроводу. Таким образом, можно производить многократные и длительные измерения, не останавливая технологические процессы в установках-потребителях сжатого воздуха и не тратя много времени на монтаж-демонтаж измерительного оборудования.

По материалам ООО «Техэлектромонтаж-Сервис»

измеряемой температуры рабочей среды; индикация неисправности датчика температуры.

Принцип действия: при измерении температуры рабочей среды сигнал, поступающий с датчика температуры, преобразуется в текущее цифровое значение температуры, которое отображается на цифровом индикаторе термометра.

Термометр-щуп применяется: в пищевой промышленности; в сельском хозяйстве; в коммунальном хозяйстве; в машиностроении; на железнодорожном транспорте.

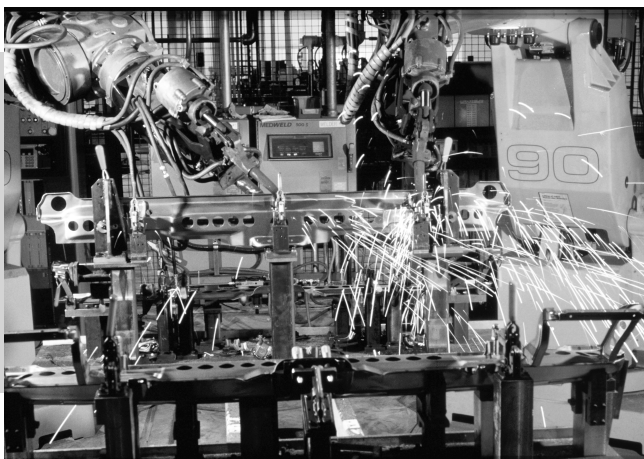
Термометр-щуп имеет диапазон измеряемой температуры рабочей среды от -50 до $+200^{\circ}\text{C}$, дискретность отсчета — $0,1^{\circ}\text{C}$, температуру эксплуатации от -20 до $+50^{\circ}\text{C}$ и потребляемую мощность — не более 15 мВт. Подробная информация на сайте www.relsib.com.

ООО НПК «Рэлсиб»

НОВИНКА ОТ КОМПАНИИ «РЭЛСИБ» — ИНДИКАТОР ТОКОВЫХ СИГНАЛОВ ИТС-1

НПК «Рэлсиб» (Новосибирск) закончила разработку индикатора токовых сигналов ИТС-1, который имеет яркий светодиодный индикатор и работает с любым унифицированным сигналом из ряда: $0...5$ мА; $0...20$ мА; $4...20$ мА и $0...1,0$ В.

Индикаторы токовых сигналов ИТС 1—1 и ИТС 1—2 предназначены для преобразования сигналов — $0...5$ мА; $0...20$ мА; $4...20$ мА и $0...1,0$ мА — в цифровой сигнал и отображения его в необходимых единицах физической величины на цифровом индикаторе прибора. В отличие от изготавливаемого компанией индикатора ИТС 4—20, новый прибор имеет в 1,5 раза меньшие габариты, яркий светодиодный индикатор, диапазон работы от -20°C , разъемы DIN43650, позволяющие производить подключение к прибору без разгерметизации корпуса.



В.А. Русов,
директор ПФФ
«Вибро-Центр»,
г. Пермь

ОБЗОР ВИБРАЦИОННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ПОДШИПНИКОВ КАЧЕНИЯ

Вибрационная диагностика подшипников качения является одной из наиболее важных практических функций службы диагностики. По этой причине правильный выбор оборудования для этой цели во многом определяет эффективность и значимость диагностической службы предприятия. В данном обзоре мы кратко рассмотрим достоинства и недостатки различных методов контроля подшипников качения, а также технические средства, реализующие эти методы диагностики. Мы надеемся, что такой подход позволит пользователям более осознанно выбирать необходимые технические средства диагностики подшипников качения, соответствующие существующим практическим задачам.

Диагностика подшипников качения по спектру огибающей вибросигнала

Это один из наиболее сложных методов диагностики подшипников, если сравнивать их между собой с точки зрения трудоемкости математической обработки и физической интерпретации получаемых результатов.

Метод базируется на двух достаточно простых предположениях. Во-первых, в зависимости от того, на каком элементе подшипника качения появился дефект (внутренняя и внешняя обойма, тела качения, сепаратор), частота следования ударов в сигнале (периодичность «обкатывания» дефекта при работе подшипника) будет изменяться. Эта частота однозначно связана с геометрическими размерами

подшипника и частотой вращения поддерживаемого ротора. Во-вторых, после каждого удара в подшипнике будут возникать свободные затухающие колебания, длящиеся достаточно длительное время. Эти колебания должны быть широкополосными, занимать широкий диапазон частот, что необходимо для отстройки метода от помех при помощи перестраиваемых полосовых фильтров.

Реально, обработка вибросигналов производится следующим образом. При помощи полосового фильтра (аналогового или цифрового) из всего сигнала выделяется узкий диапазон частот. При этом вопрос о конкретном выборе нужной полосы частот отдается «на откуп» пользователю, что сразу же затрудняет работу даже специалисту средней квалификации, не говоря уже о начинающих. Полученный сигнал детектируется цифровым детектором (строится огибающая сигнала), а от нее берется обычный спектр.

Результирующий диагноз о состоянии подшипника делается на основании анализа соотношения амплитуд «подшипниковых» гармоник в спектре огибающей сигнала. Важно четко понимать то, что полученный спектр строится не по всему сигналу, а только по его узкополосной выборке. Поэтому амплитуды гармоник приводятся не в «точных» значениях виброускорения, а в единицах относительной модуляции сигнала. Это также существенно усложняет интерпретацию результатов и итоговую диагностику.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Кроме вышеперечисленных недостатков у данного метода есть еще один весьма существенный недостаток, затрудняющий корректное определение остаточного ресурса подшипника. Если дефект возникает на обойме подшипника, а это случается наиболее часто, то на первом этапе его развития наблюдается пропорциональный рост вибрационных признаков. На некотором этапе развития дефекта начинается такой процесс, когда по спектру огибающей сигнала признаки развития дефекта (уровень модуляции сигнала подшипниковыми гармониками) начинают снижаться. Дефект разрастается, а диагностика дает улучшение состояния подшипника. Через некоторое время это «улучшение состояния подшипника» прекращается и восстанавливается пропорциональность между степенью развития дефекта и его признаками в спектре огибающей. Наиболее неприятным здесь является то, что эта «аномальная зона диагностики» может занимать до половины общего времени от момента возникновения дефекта до выхода подшипника из строя. Физическая картина этого явления достаточно проста. На первом этапе развития дефекта обоймы вся энергия удара возникает в зоне контакта одного тела качения с зоной дефекта. По мере разрастания зоны возникает такая ситуация, что тело качения проходит зону дефекта, но сила удара уменьшается за счет того, что в это время ротор опирается на два других тела качения, расположенные с двух сторон зоны дефекта. Поскольку они обкатывают обойму вне зоны дефекта, сила удара уменьшается и может, что наблюдается на практике, снизиться в два-три раза. Результат этого понятен — система диагностики дает пропорциональное улучшение состояния подшипника качения.

Все вышеперечисленные сложности применения данного метода диагностики (плюс большие сложности, возникающие при задании порогов состояния подшипника по уровню модуляции) существенно ограничивают сферу применения спектра огибающей вибросигнала. Его основное назначение — контроль состояния наиболее ответственных и дорогих подшипников. Только для них можно провести весь комплекс мероприятий, связанных с периодическим, достаточно частым контролем, а также с определением корректных норм и порогов состояния. Для массового обследования большого количества подшипников метод малоприменим, т.к. позволяет уверенно выявлять дефекты подшипников только на достаточно поздних этапах их развития. На начальных и «средних» фазах развития дефектов достоверность получаемых диагнозов уменьшается до 30—50%, чего явно недостаточно.

Для реализации диагностики подшипников качения по спектру огибающей может быть применен анализатор вибросигналов, в котором реализованы функции полосовой фильтрации, детектирования и получения спектра огибающей вибросигнала. Таких приборов на нашем рынке представлено достаточно много. Это и приборы «СД-11», «СД-12» фирмы «ВАСТ», приборы «ТОПАЗ» и «АГАТ» фирмы «ДИАМЕХ», это и приборы производства нашей фирмы «Диана-2» и «Диана-8» и еще ряд приборов.



Вибродиагностика

Больших принципиальных различий между этими приборами нет, для диагностики подшипников качения они все пригодны. Некоторые особенности этих приборов влияют на их использование для диагностики тихоходных подшипников, но этот вопрос более подробно рассмотрен в другом разделе данного обзора.

Методическими вопросами практического применения метода диагностики подшипников качения по спектру огибающей занимаются не все наши отечественные фирмы. Наиболее активно внедрением этого метода занимается фирма «ВАСТ», успешно применяют его фирмы «ПРОМСЕРВИС», «ДИНАМИКА». Некоторые разработки этого метода ведутся нашими сотрудниками, в основном это касается создания станков входного контроля подшипников качения. В них этот метод используется в качестве вспомогательного, уточняющего диагноз, полученный другими методами вибрационного контроля.

Диагностика подшипников качения по спектру вибросигнала

В этом методе предполагается использовать для диагностики дефектов подшипников «обычные» спектры вибросигналов. Выполнено достаточно много практических исследований, которые вполне убедительно (внешне) показали возможность применения такого подхода. При внимательном рассмотрении представленных результатов достаточно хорошо видно, что достоверная диагностика этим методом получается в том случае, когда дефект достаточно сильно развит. В основном это происходит тогда, когда остаточный ресурс подшипника составляет 20—40%, а оставшийся срок службы редко превышает несколько недель или месяцев.

Практическое применение данного метода является еще более сложным, чем использование метода диагностики по спектру огибающей. Проблема заключается в том, что в «классическом» спектре вибрации дефектного подшипника очень трудно определить амплитуду «подшипниковых гармоник», обычно в спектре вибросигнала их просто нет. Именно процедуры полосовой фильтрации,

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

детектирования и получения спектра огибающей предназначены для выявления в сигнале подшипниковых гармоник. В «классическом» спектре появление и развитие дефектов подшипников приводит к появлению некоторых достаточно высокочастотных зон (одной или нескольких), в которых спектр «приподнимается». В этих зонах есть хаотически расположенные пики, частотам которых не удается придать осознанный физический смысл. Расположение этих «зон поднятия спектра» не поддается точному описанию, подшипники одной марки дают поднятия в разных зонах, особенно хорошо это видно в оборудовании различной конструкции, или даже одной конструкции, но в разных условиях настройки и даже разных режимах работы. Поиск и идентификация этих зон — абсолютно творческий процесс, который не удается формализовать.

Причина такого проявления дефектов подшипников в спектре становится понятной, если определиться с тем, какие гармоники в нем отображаются. Основной вес в спектре имеют гармоники тех частот, на которых вибрируют элементы конструкции оборудования после ударов в подшипнике — свободные резонансные частоты. Очень важно понимать, что в «обычном» спектре видны не частоты следования ударов в подшипнике, а колебания после этих ударов. Не нужно дополнительно пояснять, что эти частоты зависят от очень большого количества параметров, в перечне которых если и можно поместить дефекты подшипников качения, то только в самом окончании. Почему в спектре не видны подшипниковые гармоники, читатель может определить сам, если учтет, что исходный сигнал симметричен относительно оси времени.

Для диагностики дефектов подшипников по «классическому» спектру может быть применен любой анализатор сигналов, работающий в диапазоне до 5000 герц. Это связано с тем, что зоны поднятия спектра могут находиться в диапазоне часто от 500 до 5000 герц. Других требований к анализатору вибросигналов не предъявляется. Теоретическими и методическими вопросами этого метода серьезно никто не занимается.

Сравнение мощности сигнала в двух частотных диапазонах

Этот метод сравнительно недавно начал применяться на практике, есть даже некоторая печатная информация и несколько сообщений на конференциях об особенностях его применения. По мере разработки этого метода он, очевидно, займет свое прикладное место.

Физический смысл метода достаточно прост. Рассчитывается мощность вибросигнала в двух фиксированных диапазонах частот, например, до 1000 герц и выше 14 000 герц. Критерием технического состояния подшипника качения является соотношение этих рассчитанных мощностей (СКЗ). Вполне очевидно, что при появлении дефектов будет возрастать высокочастотная составляющая мощности, и чем больше (до определенного соотношения, но это уже предмет более серьезного рассмотрения) относительная мощность высокочастотных колебаний,

тем сильнее развит дефект подшипника. Низкочастотный диапазон обычно рассматривается стандартный, от 10 до 1000 герц. Выбор высокочастотного диапазона, в котором рассчитывается мощность, авторами рассматривается по-разному, но диапазон частот от 14 до 28 КГц предлагается чаще всего.

Метод представляется авторами как полностью готовый к применению, но на самом деле пока это невозможно по двум причинам.

Первая причина связана с методикой проведения измерений — не следует считать, что метод легко реализуем на практике. Специалистам хорошо известно, что магнитное крепление датчика позволяет пропускать через себя частоты до 7 КГц, и то в идеале, при установке магнита на шлифованную поверхность. Реально все обстоит гораздо хуже, даже тонкий слой краски, небольшая неровность, искажают мощность высоких частот в несколько раз. Реально, при помощи магнитного крепления (про щуп даже не идет речь, там «проходит» всего 2 КГц) частоты выше 5 КГц с приемлемой точностью измерить нельзя. Даже частоты в 10 КГц, как учат учебники, можно измерить только с применением шпильки и пчелиного воска, используемого в качестве заполнителя неровностей. Как измерить частоту в 20 КГц — это вообще проблема. В наших экспериментах мы получали те значения, которые «хотели получить». Следовательно, метод может быть применен только там, где на контролируемых подшипниках проведена соответствующая, достаточно тщательная подготовка мест установки вибродатчиков.

Вторая причина носит технический характер, в настоящее время практически отсутствуют приборы для широкого практического применения этого метода. Фирма «ДИАМЕХ», активно внедряющая этот метод, утверждает, что можно использовать универсальный прибор «КВАРЦ», в программное обеспечение которого уже введены соответствующие изменения. Это заявление носит спорный характер. Если максимальная частота регистрации, необходимая для данного метода, составляет 30 КГц, то время непрерывной регистрации сигнала составит 0,05 секунды (все теоретические выкладки мы здесь пропускаем). Если считать, что за это время ротор (подшипник) должен совершить два оборота, то получим, что минимальная частота вращения подшипника, при которой возможна достоверная диагностика, составит 2400 оборотов в минуту. Реально, с прибором «КВАРЦ» можно данным методом диагностировать подшипники с частотой вращения 3000 оборотов в минуту, и только.

Если использовать анализаторы вибросигналов с максимальным количеством линий в спектре 3200 («СК-2300», «Диана-2М»), то можно диагностировать подшипники до 1500 оборотов в минуту. Если взять прибор с 6400 линиями в спектре («Диана-8»), то можно диагностировать подшипники до 600 оборотов в минуту. Максимальный эффект может быть получен при использовании малогабаритных приборов «СК-1100» и «Диана-С», последний из которых, практически, пригоден для диагностики подшипников

с любой частотой вращения. Естественно, что все эти заключения относятся к случаю применения метода диагностики подшипников качения сравнением СКЗ в двух частотных диапазонах.

Диагностика подшипников по соотношению СКЗ и пиков в вибросигнале

Этот метод имеет несколько модификаций и наименований, в зависимости от того, какая фирма его доводила до практического внедрения. Мы привыкли называть его «методом диагностики с использованием пик-фактора», как это делает фирма «Брюль и Кьер».

Физическая основа метода проста — проводится сравнение СКЗ вибросигнала со значением амплитуд пиков. Чем больше пиковое значение превышает величину СКЗ, т.е. чем больше относительная амплитуда пиков вибрации — ударов, тем сильнее в подшипнике развит дефект, тем он опаснее. Метод достаточно прост, но при правильной реализации технических средств он является очень чувствительным, превышающим по своим параметрам все вышеописанные методы.

Обычно этот метод реализуется в виброметрах, наиболее дешевых средствах виброконтроля. В отечественных приборах он реализован только в виброметре Vibro Vision, нашего производства, в приборе «ПИОН» производства фирмы «ТИК». Цена этих приборов составляет менее \$500. Возможно, что метод реализован и в других приборах, просто мы не обладаем такой информацией. Фирмы-разработчики могут прислать нам свою информацию, и мы вставим ее в наш обзор. Такие свойства имеются в некоторых анализаторах вибросигналов, например, «КВАРЦ», «Диана-2М» и т.д. Но эти приборы уже находятся в другой ценовой нише и требуют для своего применения подготовленных специалистов.

Акустическая диагностика подшипников качения

В данный термин вкладывается двойной смысл. С одной стороны, это следует понимать как диагностику с использованием свойств человеческого уха. Такая диагностика применяется на практике и часто очень эффективна, но, поскольку она не требует технических средств, рассматривать ее мы не будем. С другой стороны, имеется несколько импортных приборов ультразвукового контроля подшипников качения, с помощью которых получаются неплохие результаты. Российские же фирмы не выпускают таких приборов, поэтому и этот вопрос мы рассматривать не будем, нечего сравнивать и не из чего выделять лучшее.

Диагностика подшипников по «интенсивности» вибрационных колебаний

Исторически этот метод применяют заводы-изготовители подшипников. Метод имеет две разновидности. В первой просто определяется интенсивность вибрации подшипника на испытательном стенде (измеряется обычно в децибелах). Чем выше вибрация, тем подшипник хуже. Во второй модификации метода весь диапазон частот разделяется на три, в каждом из которых рассчитывается интенсивность вибрации. Критерий технического состояния тот же — чем выше интенсивность вибрации, особенно в высокочастотной зоне, тем подшипник хуже. Сразу же отвечаем на вопрос, где взять эти критерии — взять их негде. Нужно набирать их самим на каждый тип подшипника.

Метод диагностики подшипников качения несколько устаревший, но очень понятный по своей трактовке получаемых результатов. Развитием этого метода является тот, который мы описали в нашем обзоре третьим. Для данного метода технически пригодны любые анализаторы вибросигналов, работающие в диапазоне до 5—10 кГц.

<< 55

Прибор выпускается в 2-х вариантах исполнения:

ИТС 1—1 — одноканальный;

ИТС 1—2 — двухканальный.

Применение прибора:

ИТС-1 незаменим на производстве для индикации сигналов с датчиков, в том числе: в условиях плохой освещенности, загрязненности, повышенной влажности.

Просто разорвите линию связи с датчиком в удобном для вас месте и установите прибор.

Технические характеристики:

Время установления рабочего режима, исчисляемое с момента включения прибора, — не более 0,3 сек; время АЦ-преобразования — не более 0,3 сек; погрешность преобразования сигнала — не более 0,25%; диапазон индикации (масштабирование) — от 999 до 9999 ед. Разрешающая способность для диапазона индицируемых значений: 0,1 (от -99,9 до 999,9), 1,0 (от -999 до 9999); цифровая фильтрация измеряемых параметров — раздельная для каждого канала: глубина фильтра — 1...10, полоса фильтра — 0...9999 сек; габаритные размеры корпуса прибора — 50x50x25 мм.

Индикатор токовых сигналов ИТС-1 обеспечивает переключение индикации с канала на канал с периодом 3 сек или индикацию выбранного канала.

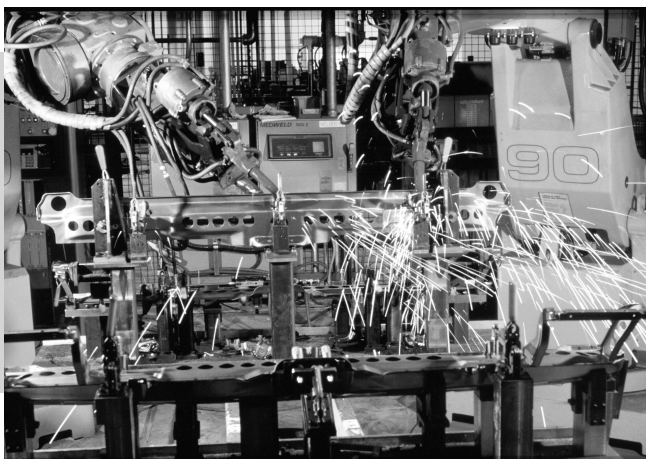
ООО НПК «РЭЛСИБ»

ЗАО «ВЗЛЕТ» НАЛАДИЛ ВЫПУСК НОВЫХ МОДИФИКАЦИЙ ТЕПЛОЧИСЛИТЕЛЕЙ

С декабря 2008 года полностью прекратилось производство теплочислителей модификаций ТСПВ-023, ТСПВ-031, ТСПВ-032. Об этом сообщает официальный сайт компании ЗАО «ВЗЛЕТ».

Вместо них налажен выпуск нового оборудования: взамен ТСПВ-023 выпускается ТСПВ-024 — для организации учета на котельных, ЦТП, жилых и административных зданиях, в многотрубных системах; взамен ТСПВ-031

66 >>



**В. А. Янсюкевич,
инженер службы
энергоснабжения
ООО «Севергазпром»**

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯТОРОВ И ШИНОПРОВОДОВ

Область применения

Рекомендации настоящей методики распространяются на измерения сопротивления изоляции и испытания изоляторов и шин всех типов и напряжений.

Изоляторы предназначены для электрической изоляции токоведущих частей друг от друга и от земли, а также для крепления к ним токоведущих частей и восприятия механических усилий, возникающих при протекании по токоведущим частям токов короткого замыкания.

Материалом для изготовления изоляторов является высококачественный фарфор, который по поверхности покрывается глазурью, стекло, для изоляторов напряжением до 1000 В могут использоваться различные виды пластика.

Изоляторы подразделяются на аппаратные, применяемые в аппаратуре; стационарные, применяемые в распределительных устройствах, и линейные, используемые в основном на воздушных линиях электропередачи и в гибкой ошиновке.

Стационарные изоляторы в свою очередь подразделяются на опорные и проходные, изготавливаемые для внутренней и наружной установки. Опорные изоляторы предназначены для крепления шинных конструкций и других токоведущих частей.

Проходные изоляторы имеют вмонтированные медные стержни или шины, пропущенные сквозь втулку изолятора; эти изоляторы, кроме крепления шин, дают еще возможность осуществить проход токоведущих частей сквозь стены, перекрытия и полки распределительных устройств.

Армирование металлических деталей на изоляторах при их изготовлении производится цементными замазками с фарфоровой мукой.

Для внутренней установки опорные и проходные изоляторы изготавливают на напряжение в 6, 10 и 35 кВ, четырех групп, характеризующихся разрушающей и допускаемой нагрузкой на изгиб:

- *Группа А — разрушающая нагрузка 375 кг.*
- *Группа Б — разрушающая нагрузка 750 кг.*
- *Группа В — разрушающая нагрузка 1250 кг.*
- *Группа Д — разрушающая нагрузка 2000 кг*

Допускаемая нагрузка принимается равной 60% от разрушающей.

Опорный изолятор имеет полый фарфоровый корпус, снабженный чугунным наконечником и нижним чугунным фланцем. Колпачок имеет отверстия с резьбой для крепления на нем шинных конструкций, а фланец — отверстия для крепления изолятора к стене или опорной конструкции и болт для присоединения заземления.

Фланцы опорных изоляторов могут иметь круглую, овальную и квадратную форму. Малогабаритные опорные изоляторы вместо наружного колпачка и фланца имеют соответствующие металлические детали, вмонтированные внутри фарфорового корпуса.

Проходные изоляторы изготавливаются на номинальные токи до 1000 А.

Для больших значений номинального тока применяются шинные проходные изоляторы. Эти изоляторы не имеют

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

токоведущего стержня. При монтаже через такие изоляторы пропускают шины, закрепляемые стальными планками, которые с помощью болтов крепятся к чугунным колпачкам на торцах изолятора.

Шинные проходные изоляторы изготавливаются на напряжение 10 кВ, трех групп механической прочности:

- *Группа I — нагрузка 2000 кг.*
- *Группа II — нагрузка 3000 кг.*
- *Группа III — нагрузка 4000 кг.*

Фарфоровая крышка проходных изоляторов разделяется на две неравные по длине части. Более длинная часть имеет от фланца участок цилиндрической формы, длиной до 100 мм, предназначенный для помещения внутри стены, перекрытия или плиты, через которые осуществляется проход токоведущей части.

Каждый тип изолятора маркируется буквами и цифрами, определяющими назначение и характеристику изолятора по группе механической прочности, напряжению и току (для проходных изоляторов). Ниже приведены примеры маркировки изоляторов для внутренней установки.

Опорные изоляторы: ОА-6 кВ — опорный изолятор группы А на напряжение 6 кВ с круглым фланцем; ОД-10 кВ — опорный изолятор группы Д на напряжение 10 кВ с квадратным фланцем; ОМА-10 кВ — опорный малогабаритный изолятор на напряжение 10 кВ.

Проходные изоляторы: ПА-6/400 — проходной изолятор группы А на напряжение 6 кВ и номинальный ток 400 А, ПБ-10/600 — проходной изолятор группы Б на напряжение 10 кВ и номинальный ток 600 А.

Опорные изоляторы для наружной установки изготавливаются на напряжение 6, 10, 35 и 110 кВ двух видов: штыревые и стержневые.

Опорно-штыревые изоляторы состоят из одного или нескольких фарфоровых элементов, чугунного колпачка с отверстиями для крепления ошиновки и чугунного штыря, отлитого заодно с фланцем, на котором собственно и крепится изолятор.

Опорно-штыревые изоляторы 35 кВ изготавливаются двух видов: ШТ-35 и ИШД-35. Изолятор ШТ-35 имеет два фарфоровых элемента и обладает меньшей механической прочностью, чем ИШД-35, который состоит из трех фарфоровых элементов.

Опорно-стержневые изоляторы СО-35 имеют сплошное (монокристаллическое) фарфоровое тело, армированное с обоих торцов одинаковыми чугунными колпачками, по окружности которых расположены четыре отверстия с резьбой.

При необходимости эти изоляторы также монтируются в колонки, при этом между колпачками соединяемых изоляторов ставится промежуточная стальная коробка, через внутреннюю полость которой ввертываются болты в отверстия колпачков верхнего и нижнего изолятора.

Проходные изоляторы для наружной установки имеют большие размеры по сравнению с проходными изоляторами для внутренней установки, и сторона изолятора, которая выходит на внешнюю сторону здания, имеет большие размеры и более развитую поверхность.

Маркировка проходных изоляторов для наружной установки на напряжение 6, 10 и 35 кВ такая же, что и для внутренних, но с добавлением буквы Н (например ПНБ-10/600).

Линейные изоляторы бывают подвесные и штыревые. Подвесные изоляторы изготавливаются из фарфора и стекла, так же, как и штыревые.

Шины электротехнического назначения выпускаются медными и алюминиевыми. Медные шины выпускаются сле-

Таблица 1

Номинальные размеры, расчетные сечения и предельные отклонения шин по ширине

Размеры шин по стороне b (мм)	Номинальный размер шин по стороне a (мм)						
	3	4	5	6	8	10	12
10 ±0,4	30	40	—	—	—	—	—
12 ±0,5	36	48	—	—	—	—	—
15 ±0,5	45	60	—	—	—	—	—
20 ±0,5	60	80	—	—	—	—	—
25 ±0,6	75	100	—	—	—	—	—
30 ±0,6	90	120	150	—	—	—	—
40 ±0,9	120	160	200	—	—	—	—
50 ±0,9	—	—	250	300	—	—	—
60 ±1,0	—	—	300	360	480	600	—
80 ±1,0	—	—	400	480	640	800	—
100 ±1,2	—	—	—	600	800	1000	1200
120 ±1,2	—	—	—	—	960	1200	1440

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

дующих марок: ШММ — шины медные мягкие, ШМТ — шины медные твердые, ШМТВ — шины медные твердые из бескислородной меди. Обозначения размеров шин такие же, как для прямоугольной проволоки: а — меньшая сторона (толщина), b — большая сторона (ширина). Номинальный размер шин по стороне b составляет от 16 до 120 мм. Минимальное сечение выпускаемых медных шин — 180 мм², максимальное — 1500 мм². Предельные отклонения размеров шин по сторонам а и b находятся в пределах от ±0,02 до 0,35 мм в зависимости от размеров шин.

Неизолированные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки ШАТ (шины алюминиевые твердые), предназначенные для токопроводов, распределительных устройств, сборок и других электротехнических целей, выпускаются по ТУ 16—705.002—77. Номинальные размеры, расчетные сечения и предельные отклонения шин по ширине (большей стороне b) должны соответствовать указанным в табл. 1.

Для изготовления шин используется алюминий марки АД0 и алюминиевого сплава марки АД31. Удельное электрическое сопротивление шин из алюминия марки АД0 — не более 0,029 мкОм, для шин из сплава алюминия марки АД31 — не более 0,035 мкОм.

Изолированные шины и токопроводы могут изготавливаться как из меди, так и из алюминия и алюминиевых сплавов. Изолируются в большинстве случаев каждая из фаз отдельно.

Шины ОРУ могут изготавливаться из проводов, которые применяются для ВЛ. Провода могут быть как алюминиевыми (в различных сочетаниях), так и медными. В таких случаях шины закрепляются на опорах и порталах с помощью подвесных изоляторов или гирлянд из нескольких изоляторов.

Ошиновка ОРУ может выполняться из металлических полых конструкций, как, например, выполнено на НПС «Ухта-1» и НПС «Микунь». Такое выполнение ошиновки применяется на блочных ОРУ для соединений секционных разъединителей. После разъединителей соединение ком-

мутационных аппаратов выполняется из провода, при этом ошиновка закреплена на самих аппаратах (выключателях, ОПНах, трансформаторов тока).

Объект испытания

Для обнаружения дефектов в фарфоре изоляторы подвергаются различного рода электрическим, механическим и другим испытаниям. В объем эксплуатационных испытаний изоляторов входит: измерение сопротивления изоляции, испытание повышенным напряжением, проверка изоляторов с помощью штанги и т.п.

Реже, в порядке накопления опыта, применяются другие методы обнаружения дефектов в изоляторах: дефектоскопия, ультразвуковой метод, импульсный и др.

Для стеклянных изоляторов внешний осмотр заменяет собой электрические испытания. Это связано с тем, что возникновение какого-либо дефекта в закаленном стекле приводит обычно к разрушению изолятора.

Наиболее широкое применение для жесткой ошиновки имеют алюминиевые шины, а для гибкой ошиновки сталеалюминиевые провода.

Размеры шин, их сечение и конструктивное выполнение зависит от конкретных условий распределительного устройства, тока и напряжения. При больших значениях тока шины могут изготавливаться в виде пакетов.

В конечном итоге шины закреплены на изоляторах, и испытание шин сводится к испытанию изоляторов, которые используются в данном распределительном устройстве.

В связи с вышесказанным, шинопроводы сборные и соединительные испытываются в объемах испытания изоляторов с добавлением испытания контактных соединений шин.

Определяемые характеристики

Внешний осмотр

При внешнем осмотре изоляторов проводится их осмотр на предмет наличия сквозных или поверхнос-

Таблица 2

Значения испытательного напряжения

Класс напряжения электрооборудования (кВ)	Испытательное напряжение (кВ)		
	На заводе-изготовителе	Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
		Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,66	2,0	1	1
3	24,0	24,0	21,6
6	32,0	32,0	28,8
10	42,0	42,0	37,8
15	55,0	55,0	49,5
20	65,0	65,0	58,5
35	95,0	95,0	85,5

тных трещин, скола фарфора (более 25%), оплавления или ожогов глазури, стойкого загрязнения поверхности, пористости материала, искривления и выполазания штырей и стержней изоляторов, трещин в металлических шапках и фланцах. При внешнем осмотре также проверяется: состояние армировочной замазки и влагостойкого покрытия; надежность армировки металлических деталей изолятора; параллельность колпачка и фланца у опорных изоляторов. При наличии данных дефектов изоляторы бракуются.

При внешнем осмотре сборных и соединительных шин проводится осмотр изоляторов, на которые данные шины установлены, а также качество соединений данных шин и качество их крепления.

Измерение сопротивления изоляции

При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов. Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

Измерение сопротивления изоляции сборных и соединительных шин сводятся к измерению сопротивления изоляции изоляторов, на которых эти шины установлены.

Испытание повышенным напряжением

Значения испытательного напряжения приведены в табл. 2.

Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50 кВ частоты 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Длительность испытательного напряжения — 1 минута.

Контроль контактных соединений сборных и соединительных шин

Контроль затяжки болтов контактных соединений шин, выполненных с помощью соединительных плашек, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов проводится с применением инструмента и приспособлений, применяемого для их монтажа.

Измерение переходных сопротивлений. Измеряется переходное сопротивление всех болтовых соединений неизолированных проводов ВЛ напряжением 35—750 кВ, шин и токопроводов на номинальный ток 1000 А и более, контактных соединений шин ОРУ 35 кВ и выше.

На ВЛ сопротивление участка провода с соединителем не должно более чем в 2 раза превышать сопротивление участка целого провода такой же длины; для соединителей на подстанциях соотношение измеренных сопротивлений не должно быть более 1,2.

Периодичность контроля — не реже 1 раза в 6 лет.

На практике контактное соединение считается удовлетворительным, если его сопротивление не превышает 0,05 Ом.

Контроль сварных соединений сборных и соединительных шин

В сварном соединении не должно быть трещин, прожогов, кратеров, непроваров сварного шва более 10% его длины при глубине более 15% толщины свариваемого металла; суммарное значение непроваров, подрезов, газовых пор и вольфрамовых включений в швах свариваемых алюминиевых шин должно быть не более 15% толщины свариваемого металла в каждом рассматриваемом сечении.

Условия испытаний и измерений

Испытание изоляторов и шинопроводов производят при температуре окружающей среды не ниже +10°C.

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний, т.к. конденсат на изоляторах может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя оборудования (как испытательного, так и испытуемого). Перед проведением высоковольтных испытаний изоляторы следует протереть от пыли, грязи и влаги.

Атмосферное давление особого влияние на качество проводимых испытаний не оказывает, но фиксируется для занесения данных в протокол.

Средства измерений

Шинопроводы подвергаются испытаниям в собранном виде, с установленными на них всеми деталями и узлами, которые могут повлиять на результат испытаний.

Перед испытанием производится внешний осмотр, проверка целостности изоляторов, целостности изоляции.

Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления контактных соединений производится мостами постоянного тока (например, Р 333 или ММВ), которые позволяют произвести замеры с точностью до 0,001 Ом, методом амперметра и милливольтметра, а также с применением специально предназначенных микроомметров (например, тира Ф4104-М1). При проведении замеров методом амперметра-вольтметра рабочий ток не должен превышать номинальный ток для типа данного шинопровода.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты производят с помощью различных установок, которые состоят из следующих элементов: испытательного трансформатора, регулирующего устройства, контрольно-измерительной и защитной аппаратуры. К таким аппаратам можно отнести установку АИИ-70, АИД-70, а также различные высоковольтные испытательные трансформаторы, которые обладают достаточным уровнем защиты и надлежащим уровнем подготовлены для проведения испытаний.

Для контроля качества болтовых соединений используют слесарные инструменты в виде гаечных ключей и т.п.

Для контроля сварочных швов применяют (при необходимости) фонари для освещения в темных помещениях.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Все приборы должны быть поверены, а испытательные установки аттестованы в соответствующих государственных органах (ЦСМ).

Порядок проведения испытаний и измерений

Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции проводят в соответствии со схемами на рис. 1.

Измерение изоляции многоэлементных изоляторов проводят поочередно для каждого элемента.

Измерение изоляции шинопроводов проводят поочередно для каждой шины отдельно относительно земли и между фазами. При измерении сопротивления изоляции шин относительно земли две свободные фазы (на которые

не подано напряжение от мегаомметра) можно заземлить и, таким образом, произведя три измерения (по одному на фазу), определить сразу сопротивление изоляции как между фазами, так и каждой из фаз относительно земли. Это особенно удобно в том случае, если на шинах установлено переносное заземление в доступном месте.

Испытание повышенным напряжением

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты проводят в соответствии с рис. 2.

При проведении испытаний изоляторов в условиях электролаборатории (например, перед установкой на объект) необходимо следить за надежным заземлением опоры, а также за устойчивым положением на испытательном

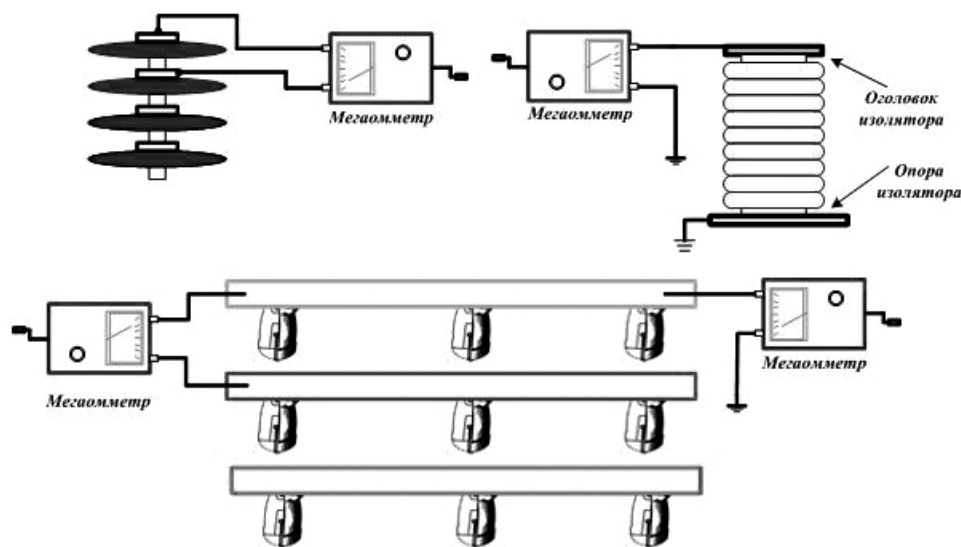


Рис. 1. Схема измерения сопротивления изоляции изоляторов и шинопроводов

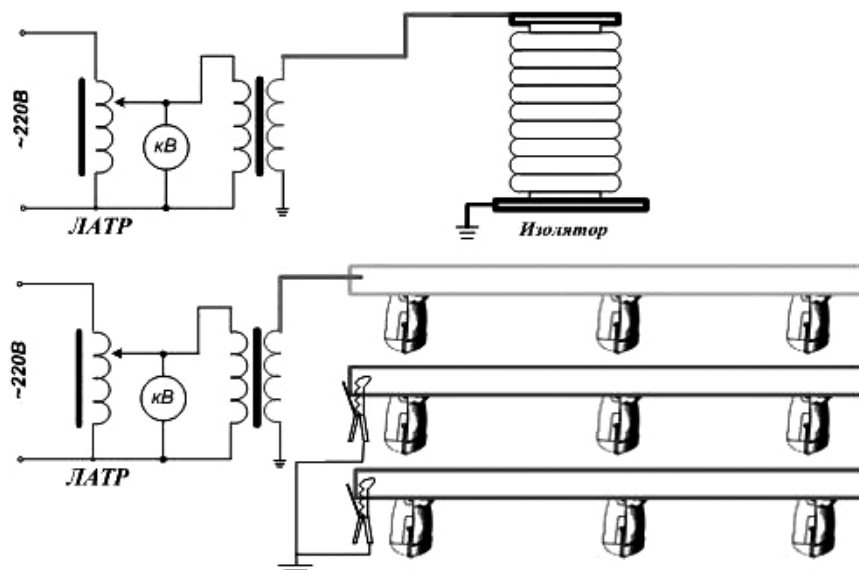


Рис. 2. Схема испытания изоляции изоляторов и шинопроводов

стенде. При проведении испытаний шин необходимо (как описывалось выше) свободные фазы заземлять. Данное мероприятие позволяет выявить как фазные, так и межфазные дефекты ошиновки.

Контроль контактных соединений сборных и соединительных шин

Измерение сопротивлений контактных соединений шин проводится по схемам на рис. 3.

Измерение контактных соединений позволяет выявить ненадежные контакты в ошиновке, которые в дальнейшем могут развиться в серьезный дефект (особенно при прохождении больших токов длительное время).

Для проведения измерения необходимо обеспечить хороший контакт с объектом измерения (шинами). Для этого используют специальные зажимы в виде больших «крокодилов» с контактными штырьками или специальные нажимные рукоятки с врезающимися в металл наконечниками. Зажимы типа струбцин в данном случае не годятся.

Во всех случаях для контроля произведенных замеров необходимо измерить сопротивление шины на целом участке определенной длины (длина 40 см — примерный размер контактного соединения).

Обработка данных, полученных при испытаниях

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- дату измерений;
- температуру, влажность и давление;
- наименование, тип, заводской номер оборудования;
- номинальные данные объекта испытаний;
- результаты испытаний;
- результаты внешнего осмотра;
- используемую схему.

Все данные испытаний сравниваются с требованиями НТД, и на основании сравнения выдается заключение о пригодности объекта к эксплуатации.

При проведении обработки результатов испытаний поправочные коэффициенты не применяются, заключение выдается на пригодность оборудования к эксплуатации при данных погодных условиях.

Меры безопасности при проведении испытаний и охрана окружающей среды

Перед началом работ необходимо:

- Получить наряд (разрешение) на производство работ.
- Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).
- Подготовить необходимый инструмент и приборы.
- При выполнении работ действовать в соответствии с программами (методиками) по испытанию электрооборудования типовыми или на конкретное присоединение.

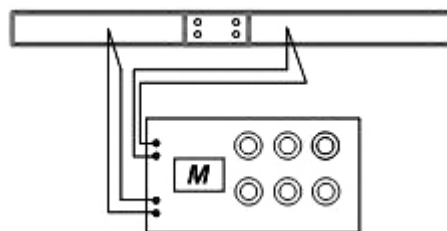


Рис. 3. Схема измерения контактных соединений шин

При проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.

После окончания работ необходимо:

- При окончании работ на электрооборудовании убрать рабочее место, восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).
- Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).
- Сделать запись в кабельный журнал о проведенных испытаниях (при испытании кабеля) либо сделать запись в черновик для последующей работы с полученными данными.
- Оформить протокол на проведенные работы.

Проводить измерения с помощью мегаомметра разрешается обученным работникам из числа электротехнической лаборатории. В электроустановках напряжением выше 1000 В измерения проводятся по наряду, в электроустановках напряжением до 1000 В — по распоряжению.

В тех случаях, когда измерения мегаомметром входят в содержание работ, оговаривать эти измерения в наряде или распоряжении не требуется.

Измерение сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления. Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

При измерении мегаомметром сопротивления изоляции токоведущих частей соединительные провода следует присоединять к ним с помощью изолирующих держателей (штанг). В электроустановках напряжением выше 1000 В, кроме того, следует пользоваться диэлектрическими перчатками.

При работе с мегаомметром прикасаться к токоведущим частям, к которым он присоединен, не разрешается. После окончания работы следует снять с токоведущих частей остаточный заряд путем их кратковременного заземления.

Проведение работ с подачей повышенного напряжения от постороннего источника при испытаниях

К проведению испытаний электрооборудования допускается персонал, прошедший специальную подготовку

<< 59

выпускается ТСПВ-033 — энергонезависимый; взамен ТСПВ-032 выпускается ТСПВ-034 — с питанием от сети с аккумулятором, обеспечивает работу тепловычислителя в течение двух недель при отсутствии 220 В для объектов с теплотреблением менее 0,5 Гкал/час.

Данные модификации имеют расширенные функциональные характеристики и меньшую цену по сравнению со снятыми с производства. Отличаются в лучшую сторону дизайном и простотой настроек.

www.vzljot.ru

В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ ИЗГОТОВЛЕН УНИКАЛЬНЫЙ ТУРБОГЕНЕРАТОР ДЛЯ КРАСНОЯРСКОЙ ТЭЦ-3

В Санкт-Петербурге, на заводе «Электросила» (филиал ОАО «Силовые машины») впервые в России изготовлен и успешно прошел испытания головной образец турбогенератора с полным воздушным охлаждением типа ТЗФП-220—2У3 мощностью 225 МВт. Он предназначен для строящегося энергоблока ТЭЦ-3 в Красноярске. Об этом сообщает пресс-служба «Силовых машин».

«Турбогенераторы с воздушным охлаждением обладают высокой надежностью, они просты в обслуживании, затраты на их эксплуатацию незначительны, поэтому эти машины наиболее эффективны для использования в составе газотурбинных и парогазовых установок», — отмечается в пресс-релизе компании.

В настоящее время турбогенератор отгружен заказчику и находится на площадке станции. Работы по монтажу энергооборудования начнутся в первой половине 2009 года.

Добавим, Красноярская ТЭЦ-3 находится в Советском районе Красноярска. Она эксплуатирует четыре водогрейных и три паровых котла общей мощностью 443 Гкал/ч.

www.press-line.ru

67 >>

и проверку знаний и требований, содержащихся в разделе 5.1 Правил безопасности, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям электрооборудования с соответствующей группой.

Испытания электрооборудования, в том числе и вне электроустановок, проводимые с использованием передвижной испытательной установки, должны выполняться по наряду.

Проведение испытаний в процессе работ по монтажу или ремонту оборудования должно оговариваться в строке «Поручается» наряда.

Испытания электрооборудования проводит бригада, в составе которой производитель работ должен иметь группу IV, член бригады — группу III, а член бригады, которому поручается охрана, — группу II.

Массовые испытания материалов и изделий (средства защиты, различные изоляционные детали, масло и т.п.) с использованием стационарных испытательных установок, у которых токоведущие части закрыты сплошным или сетчатым ограждениями, а двери снабжены блокировкой, допускается выполнять работнику, имеющему группу III, единолично в порядке текущей эксплуатации с использованием типовых методик испытаний.

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000 В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000 В, должна быть снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможности подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена отдельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000 В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

Передвижные испытательные установки должны быть оснащены наружной световой и звуковой сигнализацией, автоматически включающейся при наличии напряжения на выводе испытательной установки.

Допуск по нарядам, выданным на проведение испытаний и подготовительных работ к ним, должен быть выполнен только после удаления с рабочих мест других бригад, работающих на подлежащем испытанию оборудовании, и сдачи ими нарядов допускающему. В электроустановках, не имеющих местного дежурного персонала, производителю работ разрешается после удаления бригады оставить наряд у себя, оформив перерыв в работе.

При необходимости следует выставлять охрану, состоящую из членов бригады, имеющих группу III, для предотвращения приближения посторонних людей к испытательной установке, соединительным проводам и испытательному оборудованию. Члены бригады, несущие охрану, должны находиться вне ограждения и считать испытываемое оборудование находящимся под напряжением. Покинуть пост эти работники могут только с разрешения производителя работ.

При размещении испытательной установки и испытуемого оборудования в различных помещениях или на разных участках РУ разрешается нахождение членов бригады, имеющих группу III, ведущих наблюдение за состоянием изоляции, отдельно от производителя работ. Эти члены бригады должны находиться вне ограждений и получить перед началом испытаний необходимый инструктаж от производителя работ.

Снимать заземление, установленное при подготовке рабочего места и препятствующее проведению испытаний, а затем устанавливать их вновь, разрешается только по указанию производителя работ, руководящего испытаниями, после заземления вывода высокого напряжения испытательной установки.

Разрешение на временное снятие заземлений должно быть указано в строке «Отдельные указания» наряда.

При сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвиж-

<< 66

ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЕЭС СТАЛ ОДНИМ ИЗ УЧРЕДИТЕЛЕЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ АССОЦИАЦИИ ИНЖИНИРИНГОВЫХ КОМПАНИЙ

Как сообщает Департамент внешних коммуникаций ОАО «Инженерный центр ЕЭС», 21 ноября 2008 г. в Москве прошла пресс-конференция, на которой было заявлено о создании НО «Национальная ассоциация инжиниринговых компаний» (НАИК).

Как сообщил председатель правления ОАО «Инженерный центр ЕЭС» С. Сеу, объединение крупнейших игроков на российском рынке инжиниринга произошло, чтобы «вместе более эффективно отвечать на изменения рынка».

Взаимодействие инжиниринговых компаний в рамках Ассоциации поможет решать проблемы, которые стоят сейчас перед электроэнергетикой в связи с финансовой нестабильностью. «Основная задача НАИК, — сказал С. И. Сеу, — защитить интересы отечественных инжиниринговых компаний, российских производителей высокотехнологичного энергетического оборудования, проектировщиков и строителей. Объединившись перед лицом кризиса, мы сможем координировать нашу деятельность, а также сохранить и приумножить тот кадровый, научный, производственный потенциал, который десятилетиями накоплен российскими предприятиями».

Среди учредителей Национальной ассоциации инжиниринговых компаний, кроме ОАО «Инженерный центр ЕЭС», такие компании как: ЗАО «Атомстройэкспорт», ОАО «Технопромэкспорт», ОАО «Группа Е4», ООО «Евросибэнерго-инжиниринг», ООО «Интертехэлектро—Новая генерация», ООО «Управляющая компания «КВАРЦ», ОАО «Энерго-Машиностроительный альянс», ОАО «Энергопроект», ОАО «ЭнергостройинвестХолдинг».

Одна из задач Ассоциации — сохранить объемы ввода генерирующих

76 >>

ной испытательной установки должен быть заземлен отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надежность заземления корпуса.

Перед присоединением испытательной установки к сети напряжением 380/220 В вывод высокого напряжения ее должен быть заземлен.

Сечение медного провода, применяемого в испытательных схемах заземления, должно быть не менее 4 мм².

Присоединение испытательной установки к сети напряжением 380/220 В должно выполняться через коммутационный аппарат с видимым разрывом или через штепсельную вилку, расположенную на месте управления установкой.

Коммутационный аппарат должен быть оборудован устройством, препятствующим самопроизвольному включению, или между подвижным и неподвижным контактами аппарата должна быть установлена изолирующая накладка.

Провод или кабель, используемый для питания испытательной установки от сети напряжением 380/220 В, должен быть защищен установленными в этой сети предохранителями или автоматическими выключателями. Подключать к сети передвижную испытательную установку должны представители организации, эксплуатирующие эти сети.

Соединительный провод между испытательной установкой и испытуемым оборудованием сначала должен быть присоединен к ее заземленному выводу высокого напряжения.

Этот провод следует закреплять так, чтобы избежать приближения (подхлестывания) к находящимся под напряжением токоведущим частям на расстояние, менее указанного в табл. 1.

Присоединять соединительный провод к фазе, полюсу испытуемого оборудования или к жиле кабеля и отсоединять его разрешается по указанию руководителя испытаний и только после их заземления, которое должно быть выполнено включением заземляющих ножей или установкой переносных заземлений.

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

- Проверить правильность сборки схемы и надежность рабочих и защитных заземлений.
- Проверить, все ли члены бригады и работники, назначенные для охраны, находятся на указанных им местах, удалены ли посторонние люди и можно ли подавать испытательное напряжение на оборудование.
- Предупредить бригаду о подаче напряжения словами «Подаю напряжение» и, убедившись, что предупреждение услышано всеми членами бригады, снять заземление с вывода испытательной установки и подать на нее напряжение 380/220 В.

С момента снятия заземления с вывода установки вся испытательная установка, включая испытываемое оборудование и соединительные провода, должна считаться находящейся под напряжением, и проводить какие-либо пересоединения в испытательной схеме и на испытываемом оборудовании не допускается.

Не допускается с момента подачи напряжения на вывод установки находиться на испытываемом оборудовании, а также прикасаться к корпусу испытательной установки, стоя на земле, входить и выходить из передвижной лаборатории, прикасаться к кузову передвижной лаборатории.

После окончания испытаний производитель работ должен снизить напряжение испытательной установки до нуля, отключить ее от сети напряжением 380/220 В, заземлить вывод установки и сообщить об этом бригаде словами «Напряжение снято». Только после этого допускается пересоединять провода или в случае полного окончания испытания отсоединять их от испытательной установки и снимать ограждения.

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
 Объект _____

Дата проведения испытания:
 « ____ » _____ 2008г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания сборных и соединительных шин

1. Характеристика элементов ошиновки

Материал шины (марка провода)	Шина (провод)		Изоляторы	
	Сечение, мм ²	Вид контактного соединения	Тип	Номинальное напряжение

2. Результаты испытаний

2.1. Измерение сопротивления изоляции

Секция шин	Сопротивление изоляции (МОм)					
1 секция шин						
2 секция шин						

2.2. Изоляция ошиновки испытана повышенным напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.3. Качество выполнения болтовых соединений токоведущего контура проверено.

2.4. Качество выполнения опрессованных контактных соединений проверено.

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

4.1. Температура воздуха _____ °С

4.2. Влажность _____ %

4.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

5. Нормативно-технический документ: ПТЭЭП, «Методика проведения испытаний опорных, подвесных и проходных изоляторов, сборных и соединительных шин».

6. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Заводской номер	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД* _____
 _____ *Годно к эксплуатации.* _____

8. Примечание: _____

Испытания произвели: « _____ » « _____ »

« _____ » « _____ »

Начальник электролаборатории « _____ » « _____ »

(подпись) (фамилия)

Отчёт №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчёта
		1	1	

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик _____
 Объект _____

Дата проведения испытания:
 « ____ » _____ 2008г.

ПРОТОКОЛ № _____ испытания изоляторов опорных, подвесных, проходных

1. Паспортные данные:

Тип изоляторов	Завод - изготовитель	Номер	Номинальное напряжение (кВ)	Материал	Количество

2. Результаты испытаний

2.1. Сопротивление изоляции испытуемых изоляторов _____
 составляет не менее _____ Мом.

2.2. Изоляторы испытаны напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

3. Дополнительные испытания и проверки: _____

3. Условия окружающей среды при проведении измерений:

3.1. Температура воздуха _____ °С

3.2. Влажность _____ %

3.3. Атмосферное давление _____ мм. рт. ст.

4. Нормативно-технический документ: ПТЭЭП, «Методика проведения испытаний опорных, подвесных и проходных изоляторов, сборных и соединительных шин».

5. Измерительные приборы:

Наименование	Тип	Заводской номер	Характеристики		Дата поверки
			Диапазон	Погрешность	

6. Заключение на соответствие требованиям НТД:

_____ *Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД* _____
 _____ *Годно к эксплуатации.* _____

7. Примечание: _____

Испытания произвели: « _____ » « _____ »

« _____ » « _____ »

Начальник электролаборатории « _____ » « _____ »
 (подпись) (фамилия)

Отчёт №	Протокол №	Страница протокола	Страниц протокола	Страница отчёта
		1	1	



С. Воскобойник,
юрист, эксперт

ТРУДОВЫЕ ОТНОШЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИЗИСА

Экономический кризис, который стремительно начал развиваться в США, постепенно достиг и России. Стоит ли говорить о его глобальных масштабах у нас или это просто некоторые опасения, высказанные рядом руководителей крупных предприятий, начавших массовые увольнения сотрудников?

Экономическая система современного мира построена, как правило, на кредитных обязательствах, что в свою очередь способствует возникновению и обострению денежно-кредитных кризисов, для которых характерна цикличность развития. В современной экономике различают в основном два вида кризисов: кризис экономического свойства, для которого характерно перепроизводство и затруднена реализация товара, и специальные кризисы, центром которых является денежный капитал. Как ни странно, но кризисы могут развиваться и в периоды экономического подъема. В последние годы Правительство Российской Федерации предприняло ряд мер, направленных на укрепление экономики. И можно смело говорить о появлении некоторой экономической стабильности в стране.

Однако отголоски мирового кризиса при довольно стабильном развитии многих отраслей экономики в России проявляются весьма своеобразно. В банковской сфере огромную роль играют волнения и слухи, в том числе

и среди населения. Конечно, доля вложений капитала обычного обывателя в банковской сфере составляет не такой уж большой процент, но тем не менее... В ряде коммерческих банков выплаты по вкладам были приостановлены ввиду массового перевода средств вкладчиков в ВТБ и Сбербанк. Например, в «Глобэкс» — банке, входящем в число 50 крупнейших банков РФ, отток денежных средств к началу октября 2008 г. был на отметке 15%, что без малого составляет около 3,5 млрд руб. Причем большая часть из них — это досрочно снимаемые средства по вкладам. Сотрудники коммерческих банков также подвержены некоторой панике. Однако в банковской сфере покупка крупным более стабильным банком менее удачного конкурента в условиях кризиса весьма распространенное явление, что необязательно сопровождается сокращением персонала покупаемого банка. Банк развития и внешнеэкономической деятельности (ВЕБ) ведет переговоры о приобретении банка «Глобэкс». Крупная инвестиционная компания «Инвест Групп» претерпевает серьезные изменения:

к середине октября сокращение персонала составило 6%, а к концу года планируется сократить до 50% менеджеров отрасли.

Иным образом складывается обстановка в других областях экономики. Наиболее подверженными кризису оказались отрасли строительства и металлургии, где высок процент кредитных обязательств. Те регионы, где предприятия этого сектора изначально не так сильно были развиты, не ощущают кризиса как такового. Некоторым образом пострадали и смежные со строительством направления. В научно-проектных институтах наступило затишье, перестали поступать заказы на проекты по строительству от коммерческих фирм и частных лиц.

Для обсуждения вопросов о перспективах развития на ближайшее время многие представители крупных компаний, в основном это руководители предприятий и директора департаментов по управлению персоналом, а также представители кадровых служб, собираются на различные мероприятия. В середине октября, в частности, прошел круглый стол по вопросам преодоления кризиса в ритейле (розничной торговле). Хотелось бы отметить, что представители компаний довольно крупных розничных сетей высказали мнение, что кризис для них сказывается весьма опосредованно. К примеру, невозможность открытия новых торговых точек связана не с проблемами самой торговой компании, а скорее со строительными компаниями, которые приостановили свою деятельность. Однако все представители бизнеса единодушно сходятся в одном — необходимо оптимизировать свои затраты. Общего рецепта никто не дает, пути оптимизации различны. Кто-то начал с пересмотра краткосрочных и долгосрочных планов: открытие новых точек или возведение новых объектов отложили на более поздний срок. Многие сократили затраты на использование услуг специальных узкопрофильных компаний, таких как обучающие центры, тренинговые компании, кадровые агентства. А кто-то пошел по пути сокращения персонала, так как это одна из существенных статей расходов любого предприятия.

Юридические аспекты сокращения персонала в кризисной ситуации

Трудовой кодекс Российской Федерации в ст. 81 одним из вариантов расторжения трудового договора с работником по инициативе работодателя выделяет сокращение численности или штата работников организации. Такое, казалось бы, простое решение вопроса уменьшения затрат путем сокращения персонала на практике оказывается довольно сложной и совсем невыгодной процедурой. Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП), выступая с инициативой о внесении изменений в ТК РФ в части обязательной выплаты пособия при сокращении работников, выразил мнение большинства генеральных директоров предприятий о том, что компаниям невыгодно, а подчас и весьма затруднительно, увольнять работников по сокращению штатов. Однако пока изменения все-таки не внесены, обратимся к действующему

законодательству, касающемуся увольнения работников путем сокращения.

Во-первых, невозможно решить этот вопрос одним днем, так как работодатель обязан предупредить в письменной форме все заинтересованные стороны (работников, профсоюзы, а в случае массовых увольнений — органы службы занятости) за два месяца, при массовых увольнениях за три месяца до начала проведения соответствующих мероприятий (ст. ст. 82, 180 ТК РФ).

Во-вторых, необходимо соблюсти еще целый ряд условий, например, согласно ст. 81 ТК РФ, увольнение, причина которого в сокращении численности или штата, допускается только в том, случае, если нет возможности перевести работника (с его письменного согласия!) на другую работу, имеющуюся у работодателя. Работодатель обязан предлагать работнику вакантные должности как соответствующие его квалификации, так и работу на нижестоящей должности и нижеоплачиваемую работу. А в случаях, если трудовым или коллективным договором, а также соглашениями предусмотрена возможность работы у данного работодателя в другой местности, то работодатель обязан предлагать работу и там.

В-третьих (материальная сторона вопроса), согласно ст. 178 ТК РФ, увольняемому работнику в случае сокращения должно быть выплачено выходное пособие в размере среднего месячного заработка, а также сохранен такой заработок на период трудоустройства, но не более двух месяцев со дня увольнения. И еще один момент, который не всегда учитывается в случае сокращения большого количества работников — это преимущественное право на оставление на работе, закрепленное в ст. 179 ТК РФ.

На практике руководители многих предприятий все-таки избирают иной путь выхода из данной ситуации.

Рассмотрим вариант перевода работника на другую работу по инициативе работодателя. Оговоримся сразу, что по общему правилу, все вопросы трудовых взаимоотношений решаются по соглашению сторон. Перевод на другую работу рассматривается как изменение трудовой функции работника, в связи с этим он может быть осуществлен только с письменного согласия работника. Однако, если это перемещение осуществляется у того же работодателя в структурное подразделение, находящееся в той же местности и все это не влечет изменения условий трудового договора, то в данном случае согласие работника не требуется. Ст. 722 ТК РФ выделяет два способа перевода работника без его согласия: 1) в случаях природных катастроф, производственных аварий, эпидемий и т.п.; 2) в случае временной приостановки работы по причинам экономического, технологического, технического или организационного характера (простоя). И в первом, и во втором случае срок, на который допускается перевод работника, — 1 месяц. Оплата труда работников в этих случаях производится по выполняемой работе, однако не должна быть ниже среднего заработка по прежней работе (ч. 4 ст. 722 ТК РФ). А в целом время простоя по вине работодателя оплачивается согласно ч. 1 ст. 157 ТК РФ в размере не менее двух

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ

третьей средней заработной платы работника. Если работодатель принял решение о переводе сотрудника без его согласия, то он должен учесть и момент, когда запрещается переводить работника на работу, противопоказанную ему по состоянию здоровья, то есть переводя работника исключительно своим решением, работодатель должен быть уверен в состоянии здоровья работника, с тем, чтобы потом не нажить себе еще больших проблем.

Если работодатель заранее знает о том, что проблемы экономического характера не могут быть решены в течение месяца, то смысла в переводе работника без его согласия нет, так как ст. 74 ТК РФ обязывает работодателя в случае невозможности сохранения прежних условий трудового договора уведомить работника в письменной форме не позднее чем за два месяца. Если в сложной ситуации работодателю удастся договориться, и работники идут навстречу, то возможно заключение письменного соглашения о так необходимом переводе сотрудников сроком до одного года.

Следующим вариантом, часто используемым руководителями предприятий в условиях кризиса, может быть сокращение рабочего времени. С одной стороны, в данном случае работодатель сохраняет рабочие места, с другой — дает возможность работнику самому решить работать ли ему в таком режиме или лучшим выходом будет расторжение трудового договора с данным работодателем. Итак, согласно положениям ст. 74 ТК РФ, за работодателем закрепляется право вводить режим неполного рабочего дня (смены) и (или) неполной рабочей недели на срок до шести месяцев. Однако существует очень расхожее заблуждение о том, что, если работник не согласился на сокращенный режим рабочего времени, то он увольняется в обычном порядке. Это мнение не верно, т.к. согласно ст. 74 ТК РФ, такой работник увольняется по п. 2 ч. 1 ст. 81 ТК РФ (сокращение численности или штата организации), и ему предоставляются все соответствующие случаю гарантии и компенсации. Не стоит забывать и об оплате труда, которая в условиях неполного рабочего времени производится пропорционально отработанному времени или в зависимости от выполненного объема работ.

Можно ли отправить работников в случае нагрянувших финансово-экономических проблем в отпуск без сохранения заработной платы? Вопрос, который, возможно, первым приходит на ум в сложившейся ситуации. Рассмотрим этот вопрос с юридической точки зрения. Обратимся к положениям ст. 128 ТК РФ, где четко сформулировано,

что инициатором предоставления отпуска без сохранения заработной платы может быть только сам работник, т.к. в данном случае затрагиваются его финансовые интересы. А вот срок такого отпуска и его предоставление обсуждаемы, то есть работодатель может уменьшить срок отпуска или отказать в его предоставлении, за исключением отдельных случаев, когда работодатель обязан предоставить отпуск без сохранения заработной платы.

Итак, были рассмотрены варианты решения вопросов трудовых отношений с персоналом предприятий в условиях кризиса.

В заключение хотелось бы обратить внимание на то обстоятельство, что в последнее время большое распространение получило такое явление, как *outplacement*, которое, конечно же, пришло к нам с Запада, где вопросами корпоративной культуры занимаются еще с середины прошлого века. *Outplacement* вполне может быть рассмотрен как элемент корпоративной культуры, т.к. очень четко характеризует и показывает отношение работодателя к своим сотрудникам. Суть явления: компания-заказчик обращается в кадровое агентство либо в рекрутинговое агентство для проведения целенаправленных действий по трудоустройству персонала, увольняемого из компании-заказчика в определенные сроки и на определенных условиях и, безусловно, оплачивает данную услугу.

Участие третьего лица (посредника) при сложившихся обстоятельствах в процедуре увольнения и дальнейшего трудоустройства снимает напряженность и помогает найти компромисс в разрешении конфликтов при увольнении персонала.

Нельзя забывать о том, что какой бы путь не был избран руководителем предприятия в условиях глобального экономического кризиса либо финансовых проблем самого предприятия, на сегодня трудовое законодательство все-таки стоит больше на стороне работника, защищая его интересы, как наиболее слабой стороны в конфликте. Кроме того, надо помнить и о существовании представительного органа работников — профсоюзе, тонкости взаимодействия с которым являются важным звеном в решении проблем, касающихся трудовых взаимоотношений. А также необходимо принимать во внимание, что, развиваясь, многие отрасли промышленности в лице представителей крупных предприятий сектора на сегодняшний день заключили огромное количество отраслевых и межотраслевых соглашений, несоблюдение положений которых может повлечь негативные последствия для провинившихся.



Ю. Р. Гунгер,
Ю. А. Лавров,
ЗАО «ВНПО ЭЛСИ»

ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛЭП 6—10 КВ НА СТАЛЬНЫХ ОПОРАХ КОМПАНИИ «ЭЛСИ» В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

ОАО «Газпром» является одним из крупнейших балансодержателей распределительных электрических сетей напряжением 6—10 кВ. Сети этого класса напряжения составляют основу электроснабжения предприятий ОАО «Газпром»: сети обустройства месторождений, вдольтрассовые воздушные линии электропередачи (ВЛ) магистральных газопроводов и конденсатопроводов, внутриплощадочные сети. При этом до недавнего времени сети именно этого класса напряжения являлись наиболее аварийными. По этой причине перед Управлением энергетики ОАО «Газпром» стояли две наиболее актуальные задачи — улучшение технического состояния существующих электрических сетей и повышение надежности их элементов.

До последнего времени аварийность распределительных сетей 6—10 кВ в значительной степени определялась аварийностью воздушных линий (ВЛ), которые в основной своей массе были представлены ВЛ, построенными на железобетонных опорах ПБ-10. Опоры ПБ-10 выполняются на стойке СВ105—3,5 из вибрированного бетона с расчетным изгибающим моментом 3,5,

тем и предусматривают закрепление проводов на штыревых фарфоровых или стеклянных изоляторах. Аварийность ВЛ 6—10 кВ, выполненных подобным способом, в расчете на 100 км линий составляет 20—30 аварий в год для районов со сложными климатическими и грунтовыми условиями (районы Сибири и Крайнего Севера). Также следует отметить, что в этих районах существенно снижается срок службы железобетонных стоек, который составляет 7—10 лет вместо нормативных 40 лет. Следует отметить, что большинство объектов газовой добычи ОАО «Газпром» находится именно в этих районах.

В отдельную задачу можно выделить проблему повышения надежности вдоль трассовых ВЛ магистральных газо-нефтепроводов, по которым получают электропитание пункты контроля и управления (ПКУ), осуществляющие аварийное закрытие задвижек при повреждении трубопроводов. Отсутствие электрического питания на ПКУ в момент повреждения трубопровода может стать причиной не только серьезного материального ущерба, но и создать угрозу для жизни и здоровья людей в связи с утечками газа.

Учитывая значительный материальный ущерб от аварий электрических сетей и, особенно, конструкций опор

ОБМЕН ОПЫТОМ

ВЛ 6—10 кВ, предприятия нефтегазового комплекса заинтересованы в применении ВЛ 6—10 кВ, обеспечивающих необходимую эксплуатационную надежность по механической части, под которой понимаются конструкции и типоразмеры опор, фундаментные решения, тип электрической изоляции.

Эксплуатационные показатели опоры серии С10П компании «ЭЛСИ»

Опоры из гнутого стального профиля предполагают подвеску голых и самонесущих изолированных проводов типа SAX (СИП-3), а также использование в качестве линейной изоляции наряду с традиционными штыревыми стеклянными изоляторами более прогрессивных подвесных полимерных изоляторов ЛК 70/10. Опоры серии С10П крепятся через фланец или пасынкованием стальными хомутами к свайному фундаменту из стальной трубы диаметром 219 или 325 мм.

Разработанные конструкции стальных опор серии С10П предназначены для применения в I—V ветровых районах и в I—IV районах по гололеду, рассчитаны на эксплуатацию в экстремальных условиях с расчетной температурой холодной пятидневки до -65°C .

Проектирование и строительство ВЛ 6—10 кВ на стальных опорах новой конструкции дает следующие основные преимущества по отношению к варианту строительства ВЛ с применением типовых железобетонных опор (ЖБО): возможность многократного использования и большая долговечность (до 50 лет) стальных опор: большой габаритный пролет за счет более высокой механической прочности приводит к сокращению объема строительно-монтажных работ; меньший вес опоры серии С10П (270—350 кг против 1150 кг для ЖБО); увеличенные междуфазные расстояния на опорах позволяют избежать склестывания проводов и их перегрева; высокая стойкость стальных опор к повреждениям при перевозках и проведении погрузочно-разгрузочных работ приводит к отсутствию отбраковки опор и к исключению возможности установки в ЛЭП опор с повреждениями, которые впоследствии могут привести к авариям: наличие решетчатой грани обеспечивает подъем персонала на опору при строительстве и обслуживании ВЛ, что делает возможным проведение монтажных и строительных работ без применения автовышек, а также обеспечивает более безопасный подъем на опору, чем для ЖБО опор (при помощи лазов); использование подвесной полимерной изоляции позволяет исключить аварии, вызванные разрушением изоляторов и обрывом вязок, кроме того, полимерная изоляция имеет малый вес, повышенную долговечность, надежность, трекинго-эрозионную стойкость и устойчивость к фактам вандализма («расстрелу» изоляторов).

Сравнительный технико-экономический анализ

Цель настоящего технико-экономического сравнения эффективности строительства ВЛ 6—10 кВ на опорах различного конструктивного исполнения заключается в обосновании принципиальной возможности широкого внедре-

ния в проекты электроснабжения объектов нефтегазового комплекса новых перспективных разработок в области технологий строительства линий электропередачи, которые позволят существенно сократить затраты на сооружение ВЛ и сроки строительства при одновременном увеличении надежности эксплуатации ВЛ.

Технико-экономические показатели строительства ВЛ 6—10 кВ существенно зависят от местных условий строительства, при этом основой для их расчета служат физические объемы выполняемых работ.

Сравнение вариантов строительства ВЛ при использовании опор различных конструкций рассмотрено на примере сооружения 1 км ВЛ 10 кВ в районе Крайнего Севера (Новый Уренгой) на железобетонных опорах и опорах серии С10П при различных длинах пролетов. При этом в качестве технико-экономического обоснования целесообразности использования опор компании «ЭЛСИ» ниже рассматривается лишь одна составляющая экономической эффективности — экономия затрат на сооружение ВЛ 10 кВ при замене железобетонных опор типа ПБ10 на стальные опоры серии С10П.

Физические объемы работ при строительстве 1 км ВЛ 6—10 кВ для районов Крайнего Севера РФ представлены в табл. 1 и 2. Расчет объемов работ выполнен исходя из следующих фундаментных решений: опоры ПБ10 и С10П устанавливаются на фундамент из стальной трубы соответствующего диаметра с заглублением в грунт на 6 м. Район строительства — Новый Уренгой. Как видно из представленных данных, стальные опоры серии С10П характеризуются существенно меньшими физическими объемами строительных работ.

На основе приведенных в табл. 1 и 2 физических объемов работ были выполнены сметные расчеты строительства ВЛ 6—10 кВ, которые касаются только двух разделов локальных смет — свайные основания и ВЛ, а не всего объекта в целом. В табл. 3 приведены результаты сметных расчетов стоимости 1 км ВЛ на железобетонных опорах и опорах С10П. Из приведенных данных видно, что при увеличении длины пролета в два раза при использовании стальных опор (что вполне реально за счет их большей несущей способности) строительство ВЛ 6—10 кВ на опорах С10П наряду с повышением надежности ВЛ до показателей ВЛ следующего класса напряжения, наблюдается снижение стоимости строительства на 56% по сравнению со строительством на железобетонных опорах ПБ10.

Практика строительства и эксплуатации ВЛ 6—10 кВ на объектах нефтегазового комплекса в районах Крайнего Севера с применением стальных опор серии С10П показала, что применение опор С10П позволяет существенно сократить объем строительно-монтажных работ, снизить стоимость и время строительства ВЛ, сократить трудозатраты при одновременном увеличении эксплуатационной надежности ВЛ. Этот вывод подтверждается соответствующими отзывами проектных, строительных и эксплуатирующих организаций, например, входящих в структуру ОАО «Газпром».

Таблица 1

Количество опор и фундаментов

Опоры	Пролет, м	Опор на км	Из них промеж.	Из них АУ	Фундамент				Труба на км, кг	Труба на км, м
					диам. мм	стенка мм	длина, мм	вес, кг		
П10-1	50	20	18	2	325	8	7000	447	9837	154
	50	20	18	2	219	8	7000	301	6628	154
ПС10П	75	13	11	2	219	8	7000	301	4519	105
	100	10	8	2	219	8	7000	301	3616	84

Таблица 2

Объем земляных работ

Опоры	Пролет, м	Котлован			Объем пазухи, куб.м	Объем пазух на км	Объем свай, куб. м	Объем свай на км
		глубина, м	на км, м	диаметр, м				
П10-1	50	6	132	0,45	0,46	10,04	0,52	11,55
	50	6	132	0,35	0,35	7,73	0,23	4,98
ПС10П	75	6	90	0,35	0,35	5,27	0,23	3,40
	100	6	72	0,35	0,35	4,22	0,23	2,72

Таблица 3

Сравнение стоимостных показателей ВЛ на опорах различного конструктивного исполнения

опоры	Пролет, м	В ценах 1984 г.			В ценах 2002 г.			Стоимость ВЛ в % от ВЛ на ж.б. опорах
		Свайные основания, руб.	ВЛ 10 кВ, руб.	Итого ВЛ, руб.	Свайные основания, руб.	ВЛ 10 кВ, руб.	Итого ВЛ, руб.	
П10-1	50	19 290	5583	24 872	1 253 850	362 895	1 616 745	100
	50	12 593	6385	18 979	818 545	415 025	1 233 570	76
ПС10П	75	8589	4716	13 305	558 285	306 540	864 825	53
	100	6872	4016	10 888	446 680	261 040	707 720	44

Результаты промышленного внедрения опор компании «ЭЛСИ»

В период с 1999 г. по настоящее время общая протяженность ВЛ 6 (10) кВ, построенных на опорах конструкции ЭЛСИ, составляет 4328 км, из которых 2767 км приходится на объекты ОАО «Газпром» и 1426 км на объекты нефтегазового комплекса.

За этот период опоры С10П применены на следующих объектах ОАО «Газпром»: Пунгинское подземное хранилище газа (1999 г.); вдольтрассовая ВЛ газопровода УГПК-12 ООО «Уренгойгазпром» (2001 г.); обустройство Песцового ГКМ (2002—2004 гг.); вдольтрассовые ВЛ магистрального газопровода «СРТО-Торжок» (2003—2006 гг.); обустройство ГКМ — Анерь-Яхского ГКМ (2003 г.), Юбилейного (2003 г.), Еты-Пуровского (2003 г.), Заполярного (2003—

2005 гг.), Таб-Яхинского (2003 г.), Северо-Уренгойского (2005 г.), Хораутинского (2006 г.).

Следует отметить, что вдольтрассовая ВЛ 6 (10) кВ нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» также запроектирована на опорах конструкции ЭЛСИ. Из 4500 км по состоянию на 01.07.2007 г. построено уже около 700 км ВЛ.

Экономический эффект

Оценим полученный экономический эффект при сооружении ВЛ на стальных опорах (с длиной пролета 75 м) вместо железобетонных опор (длина пролета — 50 м). Расчеты в соответствии с ПУЭ седьмого издания показывают, что габаритные пролеты для опор С10П больше 75 м, однако, для получения невыявленных результатов

<< 67

мощностей инвестиционной программы ЕЭС и полностью реализовать ее, предотвратив угрозу возникновения энергодифицита в недалеком будущем. «Не стоит забывать, что уже на рубеже 2009—2010 гг. ежегодно из состава энергосистемы будет выбывать до 1 ГВт мощностей. Связано это с выводом из эксплуатации энергетического оборудования, выработавшего свой ресурс, ведь энергосистема РФ до сих пор включает в себя генерирующие мощности, введенные в эксплуатацию в 50—60-х гг. Задача инженеринговых компаний — членов Ассоциации — сделать все, чтобы инвестиционная программа была реализована, чтобы предприятия теплоэлектроэнергетики смогли своевременно модернизировать и обновлять свои мощности», — сказал С. Сеу.

Если уже сегодня не предпринять экстренных мер, то, по словам С.И. Сеу, после окончания кризиса рост экономики будет просто невозможен из-за серьезного недостатка генерирующих мощностей. «Российская энергетика должна выйти из периода спада экономики не ослабленной, а возродившейся и усиленной», — подчеркнул председатель правления ОАО «Инженерный центр ЕЭС», — Для достижения этой цели мы и создали Национальную ассоциацию инженеринговых компаний.

Инженерный центр ЕЭС

**СВЕРДЛОВСКИЙ
ГУБЕРНАТОР ПРИЗВАЛ
МУНИЦИПАЛИТЕТЫ
ВЗЯТЬ КРЕДИТЫ,
ЧТОБЫ ЭКОНОМИТЬ
НА ЭНЕРГОРЕСУРСАХ**

Э. Россель в очередной раз призвал глав муниципальных образований к экономии энергоресурсов. На заседании Совета глав он подчеркнул: «В нынешнее сложное для экономики время сокращение расходов становится насущной необходимостью», — сообщает департамент информационной политики главы региона. Власти подсчитали, что ежегодные

78 >>

ограничимся вышеотмеченными длинами пролетов. Согласно табл. 3, экономия при внедрении опор новых конструкций по сравнению с вариантом строительства ВЛ с использованием традиционных железобетонных опор составляет около 752 тыс. руб. в расчете на 1 км сооружаемых ВЛ 6—10 кВ. Таким образом, коммерческий эффект от внедрения опор серии С10П только на объектах ОАО «Газпрома» превысил 1 млрд руб.

Сокращение издержек производственно-хозяйственной деятельности ОАО «Газпром» достигается за счет того, что большая механическая прочность стальных опор серии С10П позволяет при строительстве ВЛ обеспечивать пролеты практически в два раза больше по сравнению с вариантом сооружения ВЛ 6—10 кВ с применением традиционных железобетонных опор. При этом увеличение пролетов приводит к уменьшению количества опор и фундаментов, необходимых при строительстве ВЛ, и, как следствие, к сокращению объемов транспортных перевозок и строительно-монтажных работ — от 30 до 40% от общей стоимости ВЛ. Следует также отметить сокращение срока строительства ВЛ при использовании опор новых конструкций, что в условиях Крайнего Севера с ограниченным периодом строительства по климатическим условиям весьма актуально.

В ближайшей перспективе — предполагаемый масштаб внедрения от нескольких сотен до тысячи километров ВЛ 6 (10) кВ в год при строительстве и реконструкции ВЛ газовых месторождений и вдольтрассовых ВЛ магистральных газопроводов ОАО «Газпром». С учетом перспектив развития отраслевой энергетики в ближайшем будущем наиболее важными объектами внедрения представляются объекты газодобычи и газотранспортной системы полуострова Ямал и газопровода «Алтай».

Показатели эксплуатационной надежности

ВЛ 6—10 кВ на стальных опорах С10П обладают существенно более высокими показателями надежности, чем ВЛ на железобетонных опорах. Так, по состоянию на апрель 2006 г. накоплен опыт эксплуатации ВЛ 6—10 кВ на стальных опорах серии С10П в основном в тяжелых климатических условиях Крайнего Севера и Заполярья. При таком опыте эксплуатации не зафиксировано ни одной аварии, произошедшей по причине падения опор от природных воздействий, обрыва изоляторов или схлестывания проводов. Было зафиксировано несколько аварий, вызванных внешними причинами — обрыв проводов и повреждение опор транспортными средствами. Для сравнения — ВЛ 6—10 кВ на железобетонных опорах за аналогичный период эксплуатации должны были накопить от 900 до 1350 аварий. Приведенное сравнение доказывает высокую надежность ВЛ на опорах серии С10П, которая на 3 порядка выше надежности ВЛ на железобетонных опорах.

Заключение

Проектирование и строительство ВЛ 6—10 кВ на стальных опорах серии С10П компании «ЭЛСИ» дает ряд существенных преимуществ в сравнении с вариантом строительства ВЛ с применением типовых железобетонных опор, которые изложены выше. Эти преимущества повышают надежность эксплуатации ВЛ, снижают стоимость и сокращают сроки строительства ВЛ.

Экономическая эффективность от внедрения опор серии С10П по сравнению с вариантом строительства ВЛ с использованием традиционных железобетонных опор составляет около 750 тыс. руб. в расчете на 1 км сооружаемых ВЛ 6—10 кВ.



НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ УГЛЯ ВОДОУГОЛЬНОЕ ТОПЛИВО

Энергетическая стратегия развития показывает, что в ближайшем будущем роль угля в энергетическом балансе страны будет возрастать. Этот процесс должен сопровождаться применением новых технологий, которые позволят использовать его преимущество.

В мировой практике процесс разработки более обособанных методов использования угля идет успешно. Лидером этого направления на сегодняшний день считается Китай. В этой стране проблемой водоугольного топлива (ВУТ) занимаются три НИИ, работают шесть заводов по производству ВУТ, на котельных и электростанциях, сжигающих ВУТ, производится до 2 млн кВт энергии.

Почему именно водоугольный вариант? Энергия от сжигания угля получается дешевой, но при хранении уголь рассыпается, самовозгорается, пылит, а пыль взрывается, в результате создаются системы пылеподавления, аспирации, гидросмыва с очистными сооружениями. И все равно нет стопроцентной гарантии безопасности и нормальных санитарно-гигиенических условий работы. Выход: возвращение угля в энергетику должно сопровождаться использованием новых технологий, которые позволят максимально использовать преимущества угля и минимизировать сложность его применения. Одна из них — приготовление из угольных отходов водоугольного топлива.

Что представляет собой этот продукт?

Это искусственное композиционное топливо, создаваемое на базе угля, воды, композиционных составляющих

в процессе кавитации и диспергации компонентов. Это не просто механическая смесь, а коллоидно-дисперсная топливная система. Таким образом, это новое топливо, в основе которого лежит механохимическая активация участвующих компонентов.

При производстве ВУТ практически полностью разрушается структура угля с разделением его на отдельные органические и минеральные компоненты с химически активной поверхностью частиц. Участвующая в процессе производства топлива вода тоже изменяется, образуется химически активная дисперсионная среда с компонентами ионного и анионного вида.

Специалисты делают прогнозы, что в будущем возможно изготовление ВУТ, которое может быть использовано как моторное топливо в дизельных двигателях, а также в газогенераторах для газификации топлива.

Новое топливо требует дополнительных условий для производства и эксплуатации. Например, для его создания требуется определенная стабильность свойств при хранении в резервуарах до 12—18 месяцев; сжигаемое топливо не должно резко снижать температуру и условия теплообмена в топке, исключать износ и шлакование поверхностей нагрева, обеспечивать эффективность сжигания без резкого снижения экономичности, а также снижение вредных выбросов; приготовление топлива, его транспорт, создание условий распыла должны приводить к приемлемым удельным энергозатратам в расчете на 1 т продукта; условия истечения его через форсуночные устройства не должны приводить к чрезмерному износу обо-

<< 76

расходы области только на теплоэнергию (40 млрд руб.) можно сократить на 30%. Есть и другие резервы экономии. В частности, энергоемкость промышленной продукции в регионе в 2,3 раза выше, чем среднемировая, и в 3,1 раза превышает аналогичный показатель стран ЕС. Затраты на отопление 1 кв. м жилья в пять раз больше, чем в Швеции, имеющей такой же климат. Потребление воды — в полтора-два раза больше, чем в европейских странах. Кроме того, излишним тратам способствует высокий износ коммунальных сетей, где потери составляют около 50%.

Как подчеркнул министр энергетики региона Ю. Шевелев, область может экономить и на природном газе: до 6 млрд куб. м в год. Между тем в настоящий момент только 36 из 94 муниципалитетов имеют собственные программы энергосбережения, а схему теплоснабжения разработал единственный город — Среднеуральск.

Генеральный директор Уральского приборостроительного завода В. Годлевский предложил главам муниципалитетов свою новую продукцию — блочные тепловые пункты. По его словам, установка такого блока позволяет потреблять в несколько раз меньшее количество теплоэнергии, и окупается устройство за 4,5 месяца. «Энергосбережение — это тяжелая работа, но ею надо заниматься. Советую всем главам муниципальных образований взять кредиты на год и заключить договоры с приборостроительным заводом. Эффект вы получите быстро. Экономия сегодня касается всех, она должна стать нормой жизни, тем более, что резервов у нас очень много», — заявил Э. Россель.

НЭП 08

ЦИФРЫ

Затраты на производство 1 мВт/ч электроэнергии, по данным ЦНИЭИуголь, с использованием ВУТ (при транспортировке его углепроводами) ниже расходов, чем при пылевом сжигании угля, доставленного железнодорожным транспортом, особенно на дальние расстояния.

- На 100 км — 12%.
- На 1000 км — 22—32%.

рудования и большим затратам металла на 1 т продукта; длительная межремонтная кампания элементов, участвующих в технологии изготовления и сжигания топлива (мельницы, кавитаторы, диспергаторы, форсунки и др.). Технология изготовления топлива должна иметь возможности для автоматизации и обеспечивать достойный уровень эксплуатации.

По мнению специалистов ЗАО «Южжубассуголь», широкое внедрение разработанного в России нового вида жидкого топлива может служить основой эффективной замены дорогостоящих дефицитных экологически чистых природных энергоносителей (газа и нефти), при этом капитальные затраты будут минимальны. Еще один плюс — по вредным выбросам в атмосферу не будут превышать уже существующие показатели, а даже наоборот, они снизятся.

Данный вид топлива уже был опробован на практике на Абагурской ОАФ ОАО «КМК» (Новокузнецк), в котельных г.г. Белово, Мыски и др. Опытным путем были доказаны существенные технологические преимущества, высокая эффективность процессов горения ВУТ, надежность работы основного оборудования.

Перспективы применения ВУТ будут расширяться. Например, есть мнение, что его можно будет использовать на железнодорожном транспорте. Не все согласны с этим мнением, считая архаизмом возвращение к паровозной тяге, но реальность этого направления показывает сравнение стоимости перевозок с учетом удорожания электроэнергии, экологической чистоты нового топлива. Сам факт простого снижения потребления угля на 20% — тоже весьма впечатляющий показатель.

На сегодняшний момент рекомендации по переводу на альтернативное топливо (ВУТ) выданы Беловской ГРЭС, Томь-Усинской ГРЭС, Новосибирской ТЭЦ-5, Интинской ТЭЦ. Но работы по переходу на новый вариант работы (переоборудование) пока не начаты. Для этого нужна общегосударственная политика. Правительство, в свою очередь, ждет конкретных, доказанных опытом использования предложений и разработок, интересных не только с научной, но и с маркетинговой точки зрения.

Повышение устойчивости ВУТ может быть достигнуто различными способами:

- введением в ВУТ добавок, создающих «пространственное затруднение» к коагуляции частиц или создающих электростатический барьер между частицами твердой фазы;
- образованием в ВУТ ультрадисперсной фазы (с размерами частиц менее 1 мкм) и бимодальным распределением твердых частиц в системе; не исключая вышеназванные способы повышенной устойчивости, можно проводить механохимическую активацию как твердой, так и жидкой фазы. Активизация достигается последовательной обработкой компонентов в дезинтеграторах и кавитаторах.



Е. А. Иванов,
докт. техн. наук, профессор
кафедры безопасности
жизнедеятельности СПГЭТУ «ЛЭТИ»,
сопредседатель проблемного
комитета «Электробезопасность»
Международной академии
наук экологии и безопасности
жизнедеятельности

ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК, ВЛИЯЮЩИЕ НА УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Термины и определения. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ, п. 1.1.3), под *электроустановкой* понимается «совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии». *Электрическая сеть* — это совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории (ПУЭ, п. 1.2.7). С целью большего акцентирования внимания на вопросах обеспечения условий электробезопасности под этим термином будем подразумевать более узкое понятие — устройство, состоящее из источника и приемников электроэнергии и линий связи между ними.

Приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии (ПУЭ, п. 1.2.8). Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории (ПУЭ, п. 1.2.9). Правила эксплуатации электроустановок

потребителей (ПЭЭП) под этим термином подразумевают более широкое понятие — предприятие, организацию, учреждение, территориально обособленный цех, строительную площадку, квартиру, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

Виды электрических сетей переменного тока. В зависимости от требуемых технико-экономических показателей и ограничений, обусловленных необходимостью обеспечения условий электробезопасности, применяют различные виды электрических сетей.

Трехфазная сеть с заземленной нейтралью (рис. 1, а). Применяется в основном в высоковольтных линиях передачи электроэнергии. Здесь источником является вторичная обмотка трансформатора подстанции (электростанции), а приемником — первичная обмотка понижающего трансформатора, питающего данный производственный объект. Напряжение в сети — выше 1000 В. Различают сети с эффективно заземленной нейтралью и с компенсированной нейтралью. В первом случае сопротивление заземления нейтрали Z_0 не должно превышать 0,5 Ом. Во втором случае между нейтралью обмотки трансформатора 0 и землей включается индуктивный реактор. В последние годы стали находить применение сети с резистивной нейтралью — с заземлением через высокоомный резистор (2—4 кОм).

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Трехфазная четырехпроводная сеть с глухим заземлением нейтрали (рис. 1, б). Глухозаземленной называется нейтраль обмотки трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформатор тока).

Сеть имеет три фазных провода и выведенный из нейтрали обмотки трансформатора нулевой провод N. Благодаря наличию последнего в этой сети обеспечивается возможность подключения электроприемников $Z_{нл}$ и $Z_{нф}$ не только к линейному напряжению $U_{л}$, но и к фазному $U_{ф}$. То есть здесь, не применяя трансформаторов, потребитель получает для своих нужд два напряжения (127/220, 220/380, 380/660 В), при этом нулевой провод N называют рабочим, если он используется для питания электроприемников. Благодаря экономии на трансформаторах эти сети получили наиболее широкое применение.

Стандартом ГОСТ Р 50571.2—94 «Электроустановки зданий» регламентировано применение как четырехпроводных, так и пятипроводных сетей с глухим заземлением нейтрали. В первых нулевой рабочий проводник N используется также в качестве нулевого защитного PE (система заземления типа TN-C, где «С» — *combine*, то есть *объединенный*). Пятипроводные сети содержат два нулевых проводника — рабочий и защитный (система заземления типа TN-S, где «S» — *separe*, то есть *раздельный*). Если на объекте отсутствуют трехфазные электроприемники, то применяют соответственно двухпроводные или трехпроводные сети с глухозаземленными нулевыми проводниками (они являются частью общей трехфазной сети).

Трехфазная сеть с изолированной нейтралью (рис. 1, в). В этой сети нейтраль источника электроэнергии (генератора или трансформатора) изолирована от земли. Нагрузка — трехфазная или однофазная — подключается к линейным проводам. Применяется в тех случаях, когда предъявляются повышенные требования к безопасности, надежности питания приемников электроэнергии при эксплуатационных повреждениях электрической изоляции или к их помехозащи-

щенности. Диапазон напряжения — 36 В — 35 кВ.

Если в сети есть приемники электроэнергии постоянного тока, получающие питание через управляемые или неуправляемые полупроводниковые выпрямительные мосты (рис. 1, г), то такую сеть называют *сетью двойного рода тока*. В такой сети цепи переменного и постоянного тока имеют между собой гальваническую связь. Здесь характеристики, влияющие на условия безопасности, существенно отличаются от характеристик обычных сетей переменного тока. Мощность полупроводникового выпрямителя практически не имеет значения для перевода сети переменного тока в качество сети двойного рода тока, так как в вопросах обеспечения условий электробезопасности оперируют значениями токов в диапазоне 10—100 мА (если в сети имеется хотя бы один маломощный выпрямитель, например, в магнитном пускателе для питания катушки контактора, то ее следует классифицировать как сеть двойного рода тока). Отметим, что понятие *сеть двойного рода тока* фигурирует только в технической литературе; нормативными документами пока оно не регламентировано.

Двухпроводная сеть, изолированная от земли (рис. 1, д). Такие сети, так же, как и предыдущие, применяются для обеспечения условий электробезопасности. Источниками электроэнергии в них обычно являются обмотки понижающих трансформаторов напряжением от 6 до 220 В.

Параметры цепей связи токоведущих частей с землей, влияющие на безопасность электрических сетей. При расчете и эксплуатации электрических сетей обычно рассматривается цепь «источник электроэнергии И — линия связи ЛС — приемник электроэнергии П» (рис. 2, а). В ней обеспечивается необходимое качество электроэнергии и защита от аварийных пожароопасных ситуаций типа коротких замыканий и перегрузки, ведется учет потребления электроэнергии. Между тем подавляющее большин-

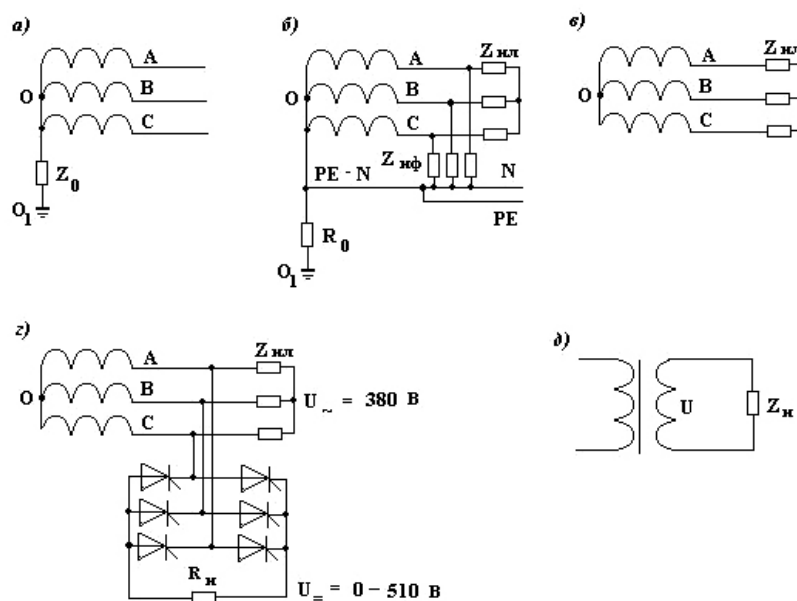


Рис. 1. Виды электрических сетей переменного тока: трехфазная сеть с заземленной нейтралью (а), трехфазная четырехпроводная сеть с глухим заземлением нейтрали (б), трехфазная сеть с изолированной нейтралью (в), сеть двойного рода тока (г), двухпроводная сеть, изолированная от земли (д)

тво электротравм происходит в так называемом режиме однофазного (однополюсного) прикосновения, то есть они формируются в других цепях, а именно в цепях, имеющих связь с землей: источник электроэнергии И — токоведущая часть — тело человека — земля — цепь связи сети с землей Z_y — токоведущая часть (рис. 2, б).

Наибольшее количество пожароопасных ситуаций формируется также в режимах однофазного замыкания на землю. Очевидно, в обоих вариантах опасность режима зависит от параметров цепи Z_y — сопротивления изоляции, емкости, заземлений.

Сопротивление изоляции электротехнических изделий. Изоляционные материалы, применяемые в технике, не являются идеальными диэлектриками. Им всем присуща активная проводимость, характеризующаяся удельным объемным ν и удельным поверхностным σ сопротивлениями. Соответственно любая изоляционная конструкция (изоляция жил кабелей, изоляция обмоток электрических машин и т.п.) имеет конечное значение объемного R_v и поверхностного R_s сопротивлений. Значения последних зависят от значения удельных сопротивлений материалов и геометрических размеров конструкции.

Обычно оперируют понятием *сопротивление изоляции электротехнического изделия* R_i как эквивалентным параллельному соединению R_v и R_s . Такой прием упрощает нормирование и контроль состояния изоляции. Так, сопротивление изоляции отдельного коммутационного аппарата обычно не менее 100 МОм, обмоток электрических машин в нагретом состоянии — не менее 10 МОм; значение сопротивления изоляции кабеля (сопротивление между токоведущей жилой и металлической оплеткой или между токоведущими жилами) зависит от длины отрезка кабеля и обычно при испытаниях на заводе-поставщике бывает не менее 100 МОм/км.

Численное значение сопротивления изоляции R_i , (то есть его составляющих R_v и R_s) изменяется под влиянием внешних эксплуатационных факторов. Поверхностное сопротивление R_s может в тысячи раз уменьшиться при увлажнении или загрязнении. Объемное сопротивление R_v уменьшается при увлажнении изоляции или при повышении температуры ее нагрева.

Сопротивление изоляции изделий — величина, нормируемая ПУЭ и ПЭЭП при приемке новых изделий и при техническом обслуживании электрооборудования. При снижении его ниже установленных норм возможно формирование пожароопасных ситуаций из-за теплового пробоя изоляции.

При снижении сопротивления изоляции в месте повреждения (загрязнение, увлажнение и т.п.) увеличивается ток, протекающий под действием рабочего напряжения сети; соответственно повышается температура нагрева этого места. Повышение температуры нагрева изоляционного материала снижает его сопротивление, что приводит к соответствующему увеличению тока. Последнее вызывает новое повышение температуры и соответствующее дополнительное снижение сопротивления изоляции.

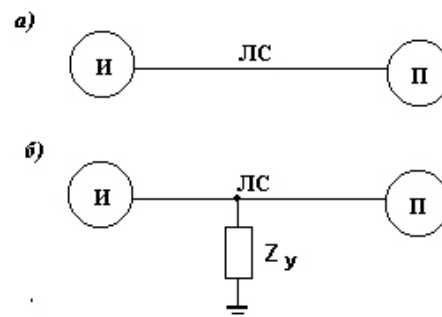


Рис. 2. Связь источника и приемников электроэнергии без учета (а) и с учетом (б) цепей связи с землей

Процесс нарастания электрического тока продолжается до тех пор, пока не установится равновесие между тепловыделением и теплоотводом (при какой-то установившейся температуре перегрева). В случае, когда условия охлаждения не соответствуют интенсивности тепловыделения в месте повреждения, наступает лавинообразное нарастание тока, приводящее к тепловому разрушению материала и дуговому замыканию. Поэтому при снижении сопротивления изоляции необходимо принимать меры к устранению неисправности.

Сопротивление изоляции сети. Сеть состоит из комплекса гальванически связанных электротехнических изделий — источника электроэнергии, распределительных щитов, приемников электроэнергии, линий связи и пр. Каждое изделие имеет определенное значение сопротивления изоляции.

Если все токоведущие части данной фазы находятся под электрическим потенциалом ϕ_{ϕ} , а земля имеет электрический потенциал ϕ_0 , то сопротивления изоляции $R_{\phi i}$ этой фазы у всех элементов сети оказываются под одной и той же разностью потенциалов. Отсюда следует, что сопротивления $R_{\phi i}$ всех элементов сети включены между собой параллельно. Обычно измеряют эквивалентное сопротивление изоляции не отдельных фаз, а сети в целом (или ее отдельных участков). Тогда:

$$R = (\sum 1/R_{\phi i})^{-1},$$

где:

$R_{\phi i}$ — сопротивление изоляции отдельного электротехнического изделия.

То есть эквивалентное сопротивление изоляции сети относительно земли зависит от количества входящих в эту сеть электротехнических изделий и значений их сопротивления изоляции. Чем разветвленнее сеть, чем больше в ней элементов, тем ниже уровень ее сопротивления изоляции. При этом даже в случае исправной изоляции у всех элементов значение эквивалентного сопротивления изоляции сети может быть весьма низким. В разветвленной сети на фоне низкого значения эквивалентного сопротивления изоляции незаметно аварийное снижение сопротивления изоляции

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

одного из элементов. Тем самым возрастает пожарная опасность разветвленных сетей.

Емкость относительно земли. Токоведущие части и корпус электротехнического изделия (либо земля) образуют своеобразный конденсатор, обладающий определенной емкостью. Действительно, здесь мы имеем две токопроводящие среды, изолированные друг от друга и находящиеся под разными потенциалами ϕ_{ϕ} и ϕ_0 .

Так, на рис. 3, а видно, что каждый элементарный участок провода длиной ΔL обладает емкостью ΔC относительно земли. Эквивалентная емкость провода равна сумме этих частичных емкостей. Емкость жилы кабеля длиной 1 км относительно внешней металлической оплетки колеблется в диапазоне 0,1—1,0 мкФ в зависимости от ее сечения и конструкции кабеля. Каждый токоведущий элемент — обмотки электрических машин, трансформаторов и реле, печатный монтаж и пр. — имеет определенную емкость.

Емкость относительно земли — элемент, распределенный по длине линии. Однако при анализе условий электробезопасности распределенную емкость заменяют сосредоточенной эквивалентной и применяют аппарат теории цепей с сосредоточенными параметрами. Это справедливо, так как длина электромагнитной волны промышленной частоты 50 Гц равна 6000 км ($\lambda = c/f$), то есть она существенно больше геометрических размеров электрической сети любого промышленного объекта. Емкость, как распределенный элемент, учитывается при анализе нестационарных высокочастотных процессов типа импульсных перенапряжений в сети при внезапных замыканиях на землю и при расчете процессов в протяженных линиях передачи электроэнергии.

Другим источником емкости (основным по количественному значению) являются фильтры защиты аппаратуры автоматики и радиоэлектронной аппаратуры от помех. Эти фильтры устанавливают у источника помехи и в цепях питания радиоэлектронной аппаратуры.

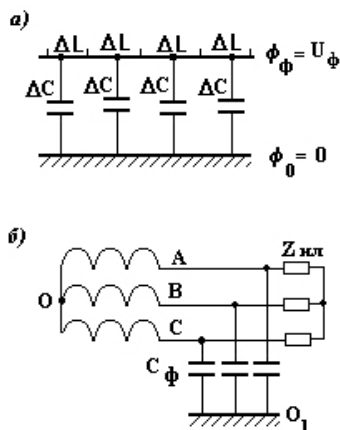


Рис. 3. Емкость токоведущих частей относительно земли: распределенная (а) и эквивалентная (б)

В любой сети постоянного тока или промышленной частоты при каждом разрыве электрической цепи возникают высокочастотные электромагнитные колебания (электромагнитные помехи), которые как излучаются во внешнее пространство, так и проходят по сети. Генераторами подобных помех являются коммутационные аппараты (контакты, реле), коллекторные электрические машины и тому подобные элементы. Другим источником помех являются нелинейные элементы сети, искажающие форму кривой напряжения и генерирующие высокочастотные составляющие (например, полупроводниковые выпрямители).

Обычно уровень электромагнитных помех снижают путем применения емкостных помехоподавляющих фильтров.

Например, конденсаторы Cf включаются между каждой щеткой коллекторной электрической машины и корпусом. При этом для высокочастотной электромагнитной помехи внутри корпуса машины создается контур «щетка Щ1 — конденсатор Cf — корпус — конденсатор Cf — щетка Щ2», имеющий бесконечно низкое сопротивление.

В результате помеха не выходит за пределы корпуса машины. Емкость каждого фильтра в зависимости от конкретных обстоятельств лежит в диапазоне 0,049—10 мкФ и более.

Емкость ухудшает изоляционные параметры сети, снижая эквивалентное сопротивление токоведущих частей относительно земли при исправной электрической изоляции. Например, если имеем эксплуатационный уровень эквивалентного сопротивления изоляции сети 600 кОм, то при значении емкости 1 мкФ он снижается в 200 раз — до 3 кОм; если емкость составляет 100 мкФ, то он падает в 20 000 раз — до 30 Ом.

Емкость оказывает на сеть и другие виды негативного воздействия. Так, при каждом подключении приемников электроэнергии (отдельных участков сети) она в процессе своего заряда генерирует импульсные перенапряжения; при определенных обстоятельствах последние могут сформировать электрические пробой воздушных зазоров и дуговые замыкания. Паразитные емкостные связи способствуют выносу переменного напряжения сети питания в цепи систем автоматического управления и контроля; в результате нарушения работы систем автоматики могут сформироваться разнообразные аварийные ситуации на объектах.

Таким образом, анализ условий электробезопасности как на стадии разработки проекта электроустановки, так и при ее эксплуатации должен выполняться с учетом параметров цепей связи токоведущих элементов с землей. В качестве примера на рис. 3, б приведена эквивалентная схема трехфазной сети с изолированной нейтралью.

Литература

1. Иванов Е. А., Кузнецов С. Е. Методы контроля изоляции судовых электроэнергетических систем. Учебное пособие. — СПб.: «Элмор», 1999. — 80 с.
2. Лурье А. И. Электрические измерения в сетях сильного тока. Л. — М.: Госэнергоиздат, 1948. — 384 с.



ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ
от 18 июня 2008 г. № 459

О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 26 ФЕВРАЛЯ 2004 Г. № 109 «О ЦЕНООБРАЗОВАНИИ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в Постановление Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1, ст. 130; 2006, № 23, ст. 2522; № 36, ст. 3835; № 37, ст. 3876; 2007, № 14, ст. 1687).

2. Федеральной службе по тарифам утвердить:

в 3-месячный срок по согласованию с Министерством экономического развития Российской Федерации методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, включающие в себя правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета и правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, за исключением положений, касающихся расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии, вступают в силу не ранее 1 января 2010 г.;

в 2-месячный срок перечень стандартизированных тарифных ставок, применяемых при определении размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, с внесением соответствующих изменений в методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям;

в 3-месячный срок порядок согласования Федеральной службой по тарифам предложений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области регулирования тарифов, касающихся перехода к регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала;

в 4-месячный срок порядок взаимодействия регулирующих органов и организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, при ведении учета инвестированного капитала;

до 1 января 2009 г. методические указания по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества реализуемых товаров (услуг).

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

3. Министерству энергетики Российской Федерации до 1 ноября 2008 г. по согласованию с Федеральной службой по тарифам разработать и утвердить методические указания по расчету уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг).

4. Установить, что:

при переходе к регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала в течение 2008 года изменение применяемого метода регулирования тарифов для территориальных сетевых организаций производится без изменения тарифов, установленных на 2008 год. В отношении таких организаций тарифы на долгосрочный период регулирования устанавливаются в 2008 году независимо от срока подачи материалов, предусмотренного правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации;

на тарифы, устанавливаемые в 2008 году на долгосрочный период регулирования с применением метода доходности инвестированного капитала, требования о введении в действие тарифов с начала финансового года не распространяются;

в 2008 году в случае перехода в порядке правопреемства прав и обязанностей от территориальной сетевой организации, оказывающей услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, к межрегиональной распределительной сетевой компании тарифы на эти услуги на текущий период регулирования для межрегиональной распределительной сетевой компании могут устанавливаться в размере, равном тарифам, установленным для территориальной сетевой организации, без открытия дела об установлении тарифов.

Председатель Правительства
Российской Федерации
В. ПУТИН

Утверждены
Постановлением Правительства
Российской Федерации
от 18 июня 2008 г. № 459

ИЗМЕНЕНИЯ, КОТОРЫЕ ВНОСЯТСЯ В ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 26 ФЕВРАЛЯ 2004 Г. № 109 «О ЦЕНООБРАЗОВАНИИ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

1. В Основах ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных указанным Постановлением:

пункт 2 после абзаца десятого дополнить текстом следующего содержания:

«долгосрочные параметры регулирования» — параметры расчета тарифов, устанавливаемые на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются;

«метод сравнения аналогов» — метод, применяемый для установления долгосрочных параметров регулирования, основанный на сравнении показателей деятельности организации, осуществляющей регулируемую деятельность, с аналогичными показателями других организаций, сопоставимыми с ней по экономическим и техническим характеристикам;

«инвестированный капитал» — капитал, который использовался для создания активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, размер которого определяется на начало каждого долгосрочного периода регулирования;

«чистый оборотный капитал» — разность между величиной текущих активов и величиной текущих обязательств организации, осуществляющей регулируемую деятельность, устанавливаемая регулирующими органами на долгосрочный период регулирования;

«срок возврата инвестированного капитала» — срок, в течение которого капитал, инвестированный в текущем году, будет в полном объеме возвращен организации, осуществляющей регулируемую деятельность, путем включения соответствующих платежей в необходимую валовую выручку, учитываемую при расчете тарифов;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

«норма доходности инвестированного капитала» — величина, отражающая экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала, определяемая с учетом соотношения заемного капитала и собственного капитала;

«экономически обоснованное соотношение заемного капитала и собственного капитала» — соотношение заемного капитала и собственного капитала организации, осуществляющей регулируемую деятельность, достижимое в течение долгосрочного периода регулирования, обеспечивающее минимальную стоимость инвестированного капитала при заданном уровне риска неплатежеспособности организации;

«операционные расходы» — расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, за исключением амортизации основных средств, расходов на обслуживание заемных средств, расходов, связанных с арендой имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности, и расходов по оплате услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

«базовый уровень операционных расходов» — уровень операционных расходов, установленный на первый год долгосрочного периода регулирования;

«индекс эффективности операционных расходов» — показатель, характеризующий динамику изменения уровня расходов, связанных с поставками соответствующих товаров (услуг), позволяющий обеспечить поэтапное достижение эффективного уровня операционных расходов, определяемого методом сравнения аналогов или путем расчета эффективного уровня расходов, связанных с содержанием типового оборудования;

«экономия операционных расходов» — изменение уровня фактических операционных расходов по сравнению с уровнем фактических расходов предыдущего года, за вычетом величины, характеризующей изменение уровня расходов, предусмотренного индексом эффективности операционных расходов. Уровень фактических операционных расходов, учитываемых при расчете экономии операционных расходов, не может превышать уровня, установленного регулирующими органами на данный год;

«уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг)» — совокупность показателей, отражающих качественные характеристики реализуемых товаров (услуг).»;

подпункт 7 пункта 6 изложить в следующей редакции:

«7) услуги по организации торговли на оптовом рынке электрической энергии (мощности), связанные с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии (мощности);»;

абзац 2 пункта 7 после слова «расчетный» в соответствующем падеже дополнить словами «, в том числе долгосрочный» в соответствующем падеже;

дополнить пунктом 7.1 следующего содержания:

«7.1. Регулирующие органы устанавливают уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), соответствующий долгосрочным инвестиционным программам организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг), утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации по согласованию с Федеральной службой по тарифам.

Регулирующие органы контролируют соблюдение уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг).

Регулирующие органы ежегодно корректируют необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, в соответствии с методическими указаниями по применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов организации, осуществляющей регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров (услуг), утверждаемыми Федеральной службой по тарифам. Корректировка необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, производится также по результатам контрольных мероприятий по соблюдению уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг).»;

пункт 8 дополнить словами «, если методом регулирования не предусмотрено иное»;

пункт 15 изложить в следующей редакции:

«15. При регулировании тарифов применяются метод экономически обоснованных расходов (затрат), метод доходности инвестированного капитала и метод индексации тарифов.

Выбор метода регулирования по каждой организации, осуществляющей регулируемую деятельность, производится регулирующим органом. При этом переход к регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется регулирующим органом по согласованию с Федеральной службой по тарифам.»;

в абзаце третьем пункта 16 слова «администратора торговой системы» заменить словами «коммерческого оператора»;

в пункте 32:

предложение первое абзаца первого дополнить словами «(далее — инвестиционные программы)»;

абзац третий дополнить предложением следующего содержания: «Указанные расходы не учитываются при расчете необходимой валовой выручки организаций, государственное регулирование тарифов которых осуществляется с применением метода доходности инвестированного капитала.»;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

дополнить текстом следующего содержания:

«В согласованных в установленном порядке инвестиционных программах отдельно учитываются объекты, строительство (реконструкцию) которых планируется осуществить за счет средств, получаемых в качестве платы за технологическое присоединение.

Объекты электросетевого хозяйства, строительство (реконструкция) которых было осуществлено за счет средств, получаемых в качестве платы за технологическое присоединение, не учитываются при определении размера инвестированного капитала.

Регулирующие органы в соответствии с методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала (далее — методические указания) при установлении размера инвестированного капитала учитывают расходы, связанные со строительством (реконструкцией) объектов, которое предусмотрено осуществить за счет средств, получаемых в качестве платы за технологическое присоединение, в соответствии с утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой, и которое не профинансировано за счет доходов, полученных в качестве платы за технологическое присоединение.»;

абзац первый пункта 33 дополнить следующим предложением: «Данное положение не распространяется на организации, государственное регулирование тарифов которых осуществляется с применением метода доходности инвестированного капитала.»;

пункт 35 изложить в следующей редакции:

«35. Расчет тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется в соответствии с утверждаемыми Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития Российской Федерации методическими указаниями, включающими в себя правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета и правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

При использовании метода доходности инвестированного капитала необходимая валовая выручка организации, осуществляющей регулируемую деятельность, устанавливается на долгосрочный период регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования. Регулируемые тарифы устанавливаются на основе необходимой валовой выручки, которая определяется с учетом ежегодных корректировок, осуществляемых в течение долгосрочного периода регулирования, и обеспечивает:

покрытие расходов, предусмотренных пунктом 35.1 настоящего документа;

возврат инвестированного капитала в соответствии с пунктом 35.2 настоящего документа;

получение дохода на инвестированный капитал в соответствии с пунктом 35.3 настоящего документа.

Расчет необходимой валовой выручки на долгосрочный период регулирования осуществляется на основе долгосрочных параметров регулирования, к которым относятся:

базовый уровень операционных расходов;

индекс эффективности операционных расходов;

размер инвестированного капитала;

чистый оборотный капитал;

норма доходности инвестированного капитала;

срок возврата инвестированного капитала;

уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг), устанавливаемый в соответствии с пунктом 7.1 настоящего документа и применяемый при регулировании тарифов с даты вступления в силу методических указаний по расчету уровня надежности и качества реализуемых товаров (услуг).»;

дополнить пунктами 35.1—35.4 следующего содержания:

«35.1. В необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, включаются операционные расходы, расходы, связанные с арендой имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности, и расходы по оплате услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность. Операционные расходы на очередной год долгосрочного периода регулирования определяются путем произведения базового уровня операционных расходов на индекс потребительских цен, учтенный при формировании прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, индекс эффективности операционных расходов, утверждаемый Федеральной службой по тарифам (органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов при установлении тарифов на тепловую энергию (мощность)) в соответствии с правилами определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов, входящими в состав методических указаний, а также на индекс изменения количества активов, устанавливаемый регулирующими органами в соответствии с методическими указаниями.

Расходы, связанные с арендой имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности, включаются в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Расходы по оплате услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, включаются в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров (услуг) указанных организаций.

Базовый уровень операционных расходов устанавливается регулирующими органами с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат) и метода сравнения аналогов.

Индекс эффективности операционных расходов устанавливается на долгосрочный период регулирования в размере от 1 до 2,5 процента уровня операционных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования в соответствии с правилами определения долгосрочных параметров деятельности организаций с применением метода сравнения аналогов, входящими в состав методических указаний.

Уровень операционных расходов, учитываемый при расчете необходимой валовой выручки, корректируется с учетом изменения требований законодательства, изменения состава активов, используемых организацией для осуществления регулируемой деятельности, и незапланированного при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования изменения объема потребления товаров (услуг), предоставляемых регулируемой организацией, в порядке, предусмотренном методическими указаниями.

Экономия операционных расходов, достигнутая организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, в каждом году долгосрочного периода регулирования учитывается в составе необходимой валовой выручки в течение 5 лет. Если организация, осуществляющая регулируемую деятельность, добилась экономии операционных расходов, величина операционных расходов, включенных в необходимую валовую выручку на долгосрочный период регулирования, не пересматривается. При установлении необходимой валовой выручки на следующий долгосрочный период регулирования учитывается экономия операционных расходов предыдущего долгосрочного периода регулирования, не учтенная в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, скорректированная с учетом индексации операционных расходов и исключения необоснованных расходов, в соответствии с методическими указаниями.

35.2. Федеральная служба по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития Российской Федерации утверждает в составе методических указаний для целей регулирования правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета, используемые при регулировании с применением метода доходности инвестированного капитала. Учет инвестированного капитала ведется регулируемой организацией отдельно от учета стоимости активов организации, включая бухгалтерский и налоговый учет.

В соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета:

организации, регулирование тарифов которых осуществляется Федеральной службой по тарифам, представляют необходимую информацию в Федеральную службу по тарифам;

другие организации, осуществляющие регулируемую деятельность, представляют информацию, необходимую для учета инвестированного капитала, в органы исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;

органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов представляют в Федеральную службу по тарифам информацию о деятельности организаций, тарифы которых устанавливаются с применением метода доходности инвестированного капитала, необходимую для ведения Федеральной службой по тарифам учета инвестированного капитала.

При переходе к регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала размер инвестированного капитала устанавливается в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета, входящими в состав методических указаний, и по результатам независимой оценки активов организации, используемых для осуществления регулируемой деятельности. Данная величина должна учитывать стоимость замещения активов организации, используемых для осуществления регулируемой деятельности, физический, моральный и внешний износ активов, а также соотношение собственного капитала и заемного капитала.

Размер инвестированного капитала устанавливается регулирующими органами на долгосрочный период регулирования и пересматривается при наступлении очередного долгосрочного периода регулирования в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета, входящими в состав методических указаний. Размер инвестированного капитала в очередном долгосрочном периоде регулирования рассчитывается как размер инвестированного капитала в прошедшем долгосрочном периоде регулирования с учетом:

увеличения на объем инвестиций, фактически осуществленных в течение долгосрочного периода регулирования в рамках согласованной в установленном порядке долгосрочной инвестиционной программы или по согласованию с регулирующими органами. Указанные инвестиции учитываются при расчете размера инвестированного капитала за исключением экономически необоснованных расходов, связанных с реализацией инвестиционной программы;

уменьшения на величину возврата инвестированного капитала, осуществленного в течение прошедшего периода регулирования;

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

корректировки, производимой с учетом изменения состава активов, используемых организацией для осуществления регулируемой деятельности, не предусмотренного согласованной инвестиционной программой и осуществленного по согласованию с регулирующими органами;

корректировки, производимой с учетом изменения уровня доходности долгосрочных государственных обязательств за прошедший период регулирования по сравнению с уровнем, учтенным при установлении тарифов, в порядке, установленном методическими указаниями.

В необходимую валовую выручку организации включаются средства, обеспечивающие возврат инвестированного капитала, определяемые исходя из размера инвестированного капитала и инвестиций, предусмотренных согласованной в установленном порядке долгосрочной инвестиционной программой, с учетом особенностей, установленных пунктом 32 настоящего документа.

Срок возврата инвестированного капитала устанавливается регулирующими органами в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета и может быть дифференцирован по группам активов и с учетом уровня физического износа активов.

35.3. Норма доходности инвестированного капитала устанавливается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством экономического развития Российской Федерации равной средневзвешенной стоимости заемного капитала и собственного капитала в соответствии с правилами расчета нормы доходности инвестированного капитала, входящими в состав методических указаний. Норма доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на тепловую энергию (мощность) устанавливается органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов в соответствии с указанными правилами.

В правилах расчета нормы доходности инвестированного капитала устанавливаются следующие показатели:
экономически обоснованное соотношение заемного капитала и собственного капитала на долгосрочный период;
стоимость заемного капитала, которая рассчитывается как средняя стоимость долговых обязательств, сложившаяся в энергетической отрасли;

стоимость собственного капитала, которая рассчитывается как уровень доходности инвестирования в собственный капитал компаний энергетической отрасли с учетом рисков инвестирования в компании, осуществляющие регулируемую деятельность.

Норма доходности инвестированного капитала устанавливается регулирующими органами в номинальном или реальном выражении и может дифференцироваться по видам деятельности и субъектам Российской Федерации.

В необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, включается доход на инвестированный капитал, равный произведению нормы доходности инвестированного капитала на размер инвестированного капитала, уменьшенный на величину возврата инвестированного капитала, инвестиции, предусмотренные согласованной в установленном порядке долгосрочной инвестиционной программой, и чистый оборотный капитал, устанавливаемый регулирующими органами в соответствии с методическими указаниями.

35.4. В течение долгосрочного периода регулирования регулирующие органы ежегодно в соответствии с методическими указаниями осуществляют корректировку тарифов (цен), установленных на долгосрочный период регулирования, с учетом следующих факторов:

отклонение величины товарной выручки, полученной в результате осуществления регулируемой деятельности, от величины необходимой валовой выручки, установленной на прошедший год, в том числе в связи с отклонением объема реализуемых товаров (услуг) от объема, учтенного при установлении тарифов, и изменением прогнозного значения объема реализуемых товаров (услуг) на оставшийся срок действия долгосрочных тарифов;

отклонение индекса потребительских цен за отчетный период от индекса потребительских цен, учтенного при установлении тарифов;

отклонение уровня расходов по оплате услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, от установленного уровня;

изменения законодательства, приводящие к изменению уровня расходов организации, осуществляющей регулируемую деятельность;

изменение не учтенного при установлении тарифов состава активов, используемых для осуществления регулируемой деятельности;

исполнение согласованной инвестиционной программы;

изменение уровня доходности долгосрочных государственных долговых обязательств по сравнению с уровнем, учтенным при расчете необходимой валовой выручки;

отклонение уровня надежности и качества продукции (услуг) от установленного уровня.

При установлении долгосрочных тарифов регулирующие органы в целях сглаживания их роста могут перераспределять необходимую валовую выручку организации по годам в пределах одного долгосрочного периода регулирования. В этом случае перераспределяемые величины необходимой валовой выручки включаются в необходимую валовую

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

выручку соответствующего года периода регулирования с учетом нормы доходности инвестированного капитала согласно методическим указаниям.»;

подпункт 5 пункта 63 изложить в следующей редакции:

«5) цены (тарифы) на услуги коммерческого оператора;»;

пункт 64 дополнить после абзаца третьего абзацем следующего содержания:

«В отношении организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по распределительным сетям и применяющих метод доходности инвестированного капитала, величина расходов на оплату технологических потерь электрической энергии устанавливается на долгосрочный период регулирования, в течение которого указанные расходы ежегодно корректируются исключительно с учетом изменения стоимости технологических потерь. Экономия расходов, полученная от снижения потерь ниже установленного уровня, рассчитывается в соответствии с методическими указаниями и сохраняется за организацией на протяжении 5 лет. С этой целью экономия расходов от снижения потерь, не учтенная в текущем долгосрочном периоде регулирования, скорректированная с учетом индекса потребительских цен, учитывается при установлении тарифов в следующем долгосрочном периоде регулирования в соответствии с методическими указаниями.»;

в пункте 65:

в абзаце первом слова «для каждого субъекта Российской Федерации и дифференцируются по уровням напряжения» заменить словами «дифференцированно по субъектам Российской Федерации и уровням напряжения на долгосрочный период или на очередной год»;

дополнить после абзаца первого абзацем следующего содержания:

«При применении метода доходности инвестированного капитала на территории субъекта Российской Федерации предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям устанавливаются Федеральной службой по тарифам для этого субъекта на долгосрочный период регулирования дифференцированно по уровням напряжения и ежегодно корректируются с учетом особенностей регулирования тарифов, предусмотренных пунктом 35.4 настоящего документа.»;

абзац первый пункта 69 изложить в следующей редакции:

«69. Услуги по организации торговли на оптовом рынке, связанные с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии (мощности) и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке, оказываются коммерческим оператором оптового рынка.»;

в пункте 71:

абзац четвертый дополнить словами «, в том числе с применением метода сравнения аналогов и (или) путем установления стандартизированных тарифных ставок»;

дополнить после абзаца четвертого текстом следующего содержания:

«Размер стандартизированных тарифных ставок определяется в соответствии с методическими указаниями по определению платы за технологическое присоединение к электрическим сетям исходя из расходов на выполнение мероприятий, подлежащих осуществлению сетевой организацией в ходе технологического присоединения, включая строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.».

2. Предложение первое абзаца третьего пункта 23 Правил государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации, утвержденных указанным Постановлением, дополнить словами «, и об уровне надежности и качества реализуемых товаров (услуг).».

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ



ГОСТ 1516.3—96

УДК 621.3.048.027.4:621.317.333.6:066.354

Группа Е09

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА НА НАПРЯЖЕНИЯ ОТ 1 ДО 750 кВ

Требования к электрической прочности изоляции

Electrical equipment for a. c. voltages from 1 to 750 kV.
Requirements for dielectric strength of insulation

МКС 29.035.01
ОКСТУ 3409

Дата введения* 1999-01-01

* Порядок введения стандарта в действие приведен в приложении Д.

Предисловие

1. РАЗРАБОТАН Техническим комитетом по стандартизации ТК37 «Электрооборудование для передачи и распределения электроэнергии»

ВНЕСЕН Госстандартом России

2. ПРИНЯТ Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №9 от 12 апреля 1996г.)

За принятие проголосовали:

Наименование государства	Наименование национального органа по стандартизации
Азербайджанская Республика	Азгосстандарт
Республика Армения	Армгосстандарт
Республика Белоруссия	Госстандарт Белоруссии

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Республика Казахстан	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизская Республика	Киргизстандарт
Республика Молдова	Молдовастандарт
Российская Федерация	Госстандарт России
Республика Таджикистан	Таджикгосстандарт
Туркменистан	Главная государственная инспекция Туркменистана
Республика Узбекистан	Узгосстандарт
Украина	Госстандарт Украины

Настоящий стандарт соответствует международному стандарту МЭК 71—1-1993 «Координация изоляции. Часть I. Термины, определения, принципы и правила» в части требований к электрической прочности изоляции

3. Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 7 апреля 1998 г. № 110 межгосударственный стандарт ГОСТ 1516.3—96 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 января 1999 г.

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5. ПЕРЕИЗДАНИЕ. Октябрь 2003 г.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт распространяется на электрооборудование трехфазного переменного тока частоты 50 Гц трехфазного (трехполюсного) и однофазного (однополюсного) исполнения на напряжения от 1 до 750 кВ, климатических исполнений У, УХЛ, ХЛ, Т, ТС, категорий размещения 1, 2, 3 и 4 по ГОСТ 15150:

- а) силовые трансформаторы (в т. ч. автотрансформаторы);
- б) трансформаторы напряжения (электромагнитные и емкостные);
- в) трансформаторы тока;
- г) реакторы:
 - шунтирующие,
 - токоограничивающие классов напряжения от 1 до 220 кВ,
 - заземляющие дугогасящие классов напряжения от 1 до 35 кВ;
- д) аппараты:
 - выключатели (в т. ч. выключатели нагрузки и отделители без видимого промежутка между контактами),
 - разъединители (в т. ч. разъединяющие выключатели нагрузки и отделители с видимым промежутком между контактами),
 - короткозамыкатели,
 - заземлители,
 - комплексы аппаратов,
 - предохранители классов напряжения от 1 до 220 кВ,
 - комплектные распределительные устройства (КРУ), в т. ч. наружной установки (КРУН), в металлической негерметичной оболочке классов напряжения от 1 до 35 кВ,
 - экранированные токопроводы классов напряжения от 1 до 35 кВ,
 - комплектные трансформаторные подстанции (КТП) классов напряжения от 1 до 110 кВ;
 - е) конденсаторы связи классов напряжения от 35 до 750 кВ;
 - ж) комплектные распределительные устройства герметичные с полной или частичной изоляцией главных цепей элегазом или смесью его с другими газами (КРУЭ);
- з) изоляторы:
 - армированные, предназначенные для самостоятельного применения в аппаратах и распределительных устройствах, в т. ч. комплектных,
 - шинные опоры,
 - армированные вводы, предназначенные для применения в масляных или заполненных негорючим жидким диэлектриком трансформаторах, реакторах и аппаратах,

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

● вводы, собираемые из частей на баке масляных или заполненных негорючим жидким диэлектриком трансформаторов, реакторов, аппаратов и КРУЭ.

Стандарт не распространяется на:

● электрооборудование, работающее в испытательных, медицинских, рентгеновских, радиотехнических, автономных подвижных и других специальных установках;

● вентильные обмотки преобразовательных трансформаторов и преобразовательные реакторы;

● вакуумные выключатели;

● детали трансформаторов и реакторов (например, устройства переключения ответвлений обмоток и связанные с ними устройства, в т.ч. устройства переключения, поставляемые отдельно от трансформаторов), детали аппаратов (например, штанги, тяги, направляющие, изолирующие крышки);

● изоляцию присоединения (узел вне бака трансформатора) кабеля к обмотке масляного силового трансформатора;

● последовательные и линейные регулировочные трансформаторы;

● изоляцию нейтрали силовых трансформаторов, заземляемую через последовательный регулировочный трансформатор;

● изоляцию между токоведущими частями многозажимных вводов;

● электрооборудование, находящееся в эксплуатации, в части профилактических испытаний его изоляции;

● внешнюю изоляцию электрооборудования и внутреннюю изоляцию сухих трансформаторов и реакторов, подвергающуюся вредным воздействиям газов, испарений и химических отложений.

Термины, применяемые в настоящем стандарте, и их пояснения приведены в разделе 3.

Требования настоящего стандарта являются обязательными.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 687–78 Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В

ГОСТ 1516.1–76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

ГОСТ 1516.2–97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 9920–89 (МЭК 694–80, МЭК 815–86) Электрооборудование переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции

ГОСТ 11677–85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 12450–82 Выключатели переменного тока на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний

ГОСТ 15150–69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15543.1–89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 15963–79 Изделия электротехнические для районов с тропическим климатом. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 16110–82 Трансформаторы силовые. Термины и определения

ГОСТ 16357–83 Разрядники вентильные переменного тока на номинальные напряжения от 3,8 до 600 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 16504–81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 16772–77 Трансформаторы и реакторы преобразовательные. Общие технические условия

ГОСТ 20074–83 Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик частичных разрядов

ГОСТ 20690–75 Электрооборудование переменного тока на напряжение 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

ГОСТ 21023–75 Трансформаторы силовые. Методы измерений характеристик частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты

ГОСТ 22756–77 Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытания электрической прочности изоляции

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем стандарте применяют следующие термины.

3.1 Класс напряжения электрооборудования — номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы в которой предназначено электрооборудование.

Примечания

1 Класс напряжения обмотки трансформатора (реактора) — по ГОСТ 16110.

2 Класс напряжения трансформатора — по ГОСТ 16110.

3 Классом напряжения заземляющего дугогасящего реактора считается класс напряжения обмотки силового трансформатора или генератора, в нейтраль которой включен реактор.

3.2 Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования — наибольшее напряжение частоты 50 Гц, неограниченно длительное приложение которого к зажимам разных фаз (полюсов) электрооборудования допустимо по условиям работы его изоляции.

Примечание — Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования не охватывает допустимые для его изоляции кратковременные (длительностью до 20 с) повышения напряжения в аварийных условиях и повышения напряжения частотой 50 Гц (длительностью до 8 ч), возможные при оперативных коммутациях, указанные в приложении Б.

3.3 Электрооборудование с нормальной изоляцией — электрооборудование, предназначенное для применения в электроустановках, подвергающихся воздействию грозовых перенапряжений при обычных мерах грозозащиты.

3.4 Электрооборудование с облегченной изоляцией — электрооборудование, предназначенное для применения только в электроустановках, не подверженных воздействию грозовых перенапряжений или в электроустановках, в которых грозовые перенапряжения не превышают амплитудного значения испытательного кратковременного (одноминутного) переменного напряжения.

3.5 Внутренняя изоляция — по ГОСТ 1516.2.

3.6 Внешняя изоляция — по ГОСТ 1516.2.

3.7 Уровень изоляции электрооборудования (в т. ч. обмотки, нейтрали обмотки и т.д.) — совокупность нормированных испытательных напряжений, установленных в стандарте для испытаний внутренней и внешней изоляции данного электрооборудования (обмотки, нейтрали и т.п.).

3.8 Нормированное испытательное напряжение — по ГОСТ 1516.2.

3.9 Электрическая сеть с изолированной нейтралью — сеть, нейтраль которой не имеет соединения с землей, за исключением приборов сигнализации, измерения и защиты, имеющих весьма высокое сопротивление, или сеть, нейтраль которой соединена с землей через дугогасящий реактор, индуктивность которого такова, что при однофазном замыкании на землю ток реактора в основном компенсирует емкостную составляющую тока замыкания на землю.

3.10 Электрическая сеть с заземленной нейтралью — сеть, нейтраль которой соединена с землей наглухо или через резистор или реактор, сопротивление которых достаточно мало, чтобы существенно ограничить колебания переходного процесса и обеспечить значение тока, необходимое для селективной защиты от замыкания на землю.

Примечание — Степень заземления нейтрали сети характеризуется наивысшим значением коэффициента замыкания на землю для схем данной сети, возможных в условиях эксплуатации.

3.11 Коэффициент замыкания на землю — отношение напряжения на неповрежденной фазе в рассматриваемой точке трехфазной электрической сети (обычно в точке установки электрооборудования) при замыкании на землю одной или двух других фаз к фазному напряжению рабочей частоты, которое установилось бы в данной точке при устранении замыкания.

Примечание — При определении коэффициента замыкания на землю место замыкания и состояние схемы электрической сети выбираются такими, которые дают наибольшее значение коэффициента.

3.12 Типовые испытания изоляции электрооборудования — испытания электрооборудования данного типа на соответствие его изоляции всем требованиям, установленным технической документацией, проводимые после освоения технологии его производства или (частично или полностью) после изменений конструкции, применяемых материалов или технологии производства, могущих снизить электрическую прочность изоляции.

3.13 Периодические испытания изоляции электрооборудования — по ГОСТ 16504.

3.14 Приемосдаточные испытания изоляции электрооборудования — по ГОСТ 16504

3.15 Обмотка с полной изоляцией нейтрали — обмотка с уровнем изоляции нейтрали, равным уровню изоляции линейного конца обмотки.

3.16 Обмотка с неполной изоляцией нейтрали — обмотка с уровнем изоляции нейтрали более низким, чем уровень изоляции линейного конца обмотки.

3.17 Сторона высшего (среднего, низшего) напряжения трансформатора — по ГОСТ 16110.

3.18 Сторона нейтрали обмотки трансформатора — совокупность токоведущих частей, присоединенных к зажиму нейтрали и ближайшей к нейтральному концу части обмотки.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

4. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

4.1 Виды испытательных напряжений

4.1.1 Устанавливаются следующие нормированные испытательные напряжения (далее — испытательные напряжения) изоляции электрооборудования:

- напряжения грозовых импульсов (по 4.5);
- напряжения коммутационных импульсов (по 4.6);
- кратковременные переменные напряжения (по 4.7):
одноминутное (по 4.7.2а) и при плавном подъеме (по 4.7.2б);
- длительное переменное напряжение (по 4.8);

а также требования:

- к изоляции на стойкость в отношении теплового пробоя (по 4.9);
- к изоляции в отношении отсутствия частичных разрядов (по 4.10, 5.8, 7.5, 10.5, 12.3.2, 13.1.10);
- к внешней изоляции в отношении отсутствия видимой короны (по 4.11);
- к длине пути утечки внешней изоляции (по 4.12);
- дополнительные к изоляции электрооборудования климатических исполнений Т, ТС, категорий размещения 1, 2, 3 и 4, а также климатических исполнений У, УХЛ, ХЛ, категории размещения 2 (по 4.13).

4.1.2 Изоляция обмоток НН с номинальным напряжением ниже 3 кВ силовых трансформаторов, вторичных обмоток трансформаторов напряжения и тока, сигнальных обмоток дугогасящих реакторов, изоляция нейтрали обмоток силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения и шунтирующих реакторов, не допускающая работу с разземлением нейтрали, а также изоляция цепей управления, блокировки и сигнализации трансформаторов, реакторов и аппаратов должна испытываться только одноминутным переменным напряжением.

4.1.3 Требование испытания напряжениями грозовых импульсов не относится:

- к электропечным трансформаторам с нормальной изоляцией классов напряжения от 1 до 15 кВ включ.;
- к преобразовательным трансформаторам, для которых по ГОСТ 16772 не требуется проведения испытаний напряжениями грозовых импульсов.

4.2 Классы напряжения электрооборудования

4.2.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к электрической прочности изоляции электрооборудования классов напряжения, указанных в таблице 1, предназначенного для работы в электрических сетях с номинальными и наибольшими длительно допускаемыми рабочими напряжениями, указанными в таблице 1.

4.2.2 В настоящем стандарте требования к электрической прочности изоляции электрооборудования классов напряжения от 1 до 35 кВ установлены исходя из его предназначения для работы в электрической сети, нейтраль которой может быть как заземленной, так и изолированной (коэффициент замыкания на землю не выше 1,73), а для классов напряжения от 110 до 750 кВ нейтраль электрической сети должна быть заземленной (коэффициент замыкания на землю не выше 1,4).

Таблица 1
Классы напряжения электрооборудования
В килвольтгах

Класс напряжения электрооборудования	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования	Номинальное напряжение электрической сети	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети
1	1,1	1,0	1,1
3	3,6	3,0	3,5
		3,15	3,5
		3,3	3,6
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

15	17,5	13,8	15,2
		15,0	17,5
		15,75	17,5
20	24,0	18,0	19,8
		20,0	23,0
		22,0	24,0
24	26,5	24,0	26,5
27	30,0	27,0	30,0
35	40,5	35,0	40,5
110	126,0	110,0	126,0
150	172,0	150,0	172,0
220	252,0	220,0	252,0
330	363,0	330,0	363,0
500	525,0	500,0	525,0
750	787,0	750,0	787,0

Примечание — Настоящий стандарт распространяется также на изоляцию сторон СН и НН (классов напряжения, указанных в таблице 1) силовых трансформаторов, класс напряжения обмотки ВН которых отличается от указанных в таблице 1.

4.3 Учет высоты установки над уровнем моря и температуры окружающего воздуха

4.3.1 Нормированные испытательные напряжения внешней изоляции, указанные в настоящем стандарте, установлены для электрооборудования, предназначенного для работы при номинальных значениях климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15543.1 и ГОСТ 15150 для климатических исполнений У, УХЛ, ХЛ, Т, ТС, категорий размещения 1, 2, 3 и 4, при этом:

- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для электрооборудования категорий размещения 3 и 4 и для электрооборудования категории размещения 2 внутри оболочки КРУ, КРУН, КТП и экранированных токопроводов должно быть не выше 45 °С.

Дополнительное ограничение значений климатических факторов в пределах допущений по ГОСТ 15543.1, если это необходимо, должно быть указано в стандартах или технических условиях (далее — стандартах) на электрооборудование отдельных видов.

4.3.2 Для электрооборудования, предназначенного для работы на высоте над уровнем моря от 1000 до 3500 м, испытательные напряжения грозовых и коммутационных импульсов и кратковременное переменное для внешней изоляции в сухом состоянии, а также для внутренней изоляции сухих трансформаторов и реакторов (кроме трансформаторов и реакторов с литой изоляцией) должны быть определены умножением указанных в настоящем стандарте испытательных напряжений на коэффициент K_1 , вычисляемый по формуле

$$K_1 = \frac{1}{1,1 - \frac{H}{10000}},$$

где

H — высота установки электрооборудования над уровнем моря, м.

4.3.3 Для электрооборудования категории размещения 1, предназначенного для работы на высоте над уровнем моря от 1000 до 3500 м, испытательные напряжения коммутационных импульсов и кратковременное переменное для внешней изоляции под дождем должны быть определены умножением указанных в настоящем стандарте испытательных напряжений на коэффициент K_2 , вычисляемый по формуле

$$K_2 = 1 + 0,5(K_1 - 1),$$

где

K_1 — коэффициент, определяемый по 4.3.2.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

4.3.4 Для электрооборудования категорий размещения 3 и 4, а также электрооборудования, размещаемого внутри оболочки негерметичных КРУ, КРУН и КТП или экранированных токопроводов, предназначенных для работы при верхнем рабочем значении температуры окружающего воздуха выше 45 °С, испытательные напряжения грозовых и коммутационных импульсов и кратковременное переменное для внешней изоляции в сухом состоянии, а также для внутренней изоляции сухих трансформаторов и реакторов (кроме трансформаторов и реакторов с литой изоляцией) должны быть определены умножением указанных в настоящем стандарте испытательных напряжений на коэффициент K_3 , вычисляемый по формуле

$$K_3 = 1 + \frac{T - 45}{300},$$

где

T — верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, °С.

Примечание — В случае испытания указанного в настоящем пункте электрооборудования при температуре окружающего воздуха, равной установленному для этого электрооборудования верхнему рабочему значению температуры окружающего воздуха, указанная поправка к значению испытательных напряжений не вводится.

4.4 Учет атмосферных условий при испытании внешней изоляции

4.4.1 В настоящем стандарте испытательные напряжения внешней изоляции указаны для нормальных атмосферных условий при испытании: атмосферное давление 101300 Па (1013 мбар, 760 мм рт. ст.), температура воздуха 20 °С, абсолютная влажность воздуха 11 г/м³.

4.4.2 Если атмосферные условия при испытании внешней изоляции электрооборудования отличаются от нормальных, то испытательные напряжения грозовых и коммутационных импульсов и кратковременное переменное напряжение должны быть приведены к атмосферным условиям при испытании в соответствии с ГОСТ 1516.2, раздел 4, умножением на коэффициент приведения K , вычисленный по ГОСТ 1516.2, с условиями его применения по 4.4.3 в случае одновременного испытания внутренней и внешней изоляции.

4.4.3 Условия применения коэффициента приведения K при одновременном испытании внутренней и внешней изоляции должны быть следующими:

- а) при испытаниях напряжениями грозовых и коммутационных импульсов:
 - если $K < 1$, то приведение должно быть сделано для импульсов напряжения одной полярности (той, при которой прочность внешней изоляции оценивается как наименьшая); для импульсов другой полярности $K = 1$;
 - если $K > 1$, то приведение должно быть сделано для импульсов напряжения обеих полярностей; если расчетное значение $K < 1,05$, то должен приниматься $K = 1,05$;
- б) при испытаниях кратковременным переменным напряжением приведение должно быть сделано, если при испытании в сухом состоянии K находится в пределах 0,95—1,05, а при испытании под дождем не превышает 1,05. Если $K < 1,05$, то должен приниматься $K = 1,05$; если $K < 0,95$, то при испытании в сухом состоянии должно приниматься значение $K = 0,95$, а при испытании под дождем — расчетное значение K , определяемое по 4.3.3.

4.5 Испытательные напряжения грозовых импульсов

4.5.1 Испытательные напряжения полного и срезанного грозовых импульсов должны представлять собой, соответственно, стандартные полный и срезанный грозовые импульсы напряжения по ГОСТ 1516.2 с максимальными значениями, указанными в таблицах 2—6, 9, 10 и пункте 5.1.3 настоящего стандарта.

4.5.2 При испытании должны применяться:

- а) для внешней изоляции электрооборудования и для внутренней изоляции трансформаторов тока и аппаратов — импульсы положительной и отрицательной полярности;
- б) для внутренней изоляции силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, реакторов и конденсаторов связи — импульсы отрицательной полярности.

4.5.3 Методы испытаний изоляции грозовыми импульсами и критерии выдерживания испытания должны соответствовать ГОСТ 1516.2, разделы 4 и 5, а также стандартам на электрооборудование отдельных видов.

Должны применяться следующие методы испытаний:

- а) для внутренней изоляции электрооборудования (кроме газонаполненного) — 3-ударный метод;
- б) для внешней изоляции электрооборудования и внутренней изоляции газонаполненного электрооборудования — 15-ударный метод.

Для внешней изоляции силовых трансформаторов и между контактами одного и того же полюса разъединителей и предохранителей при вынутом патроне допускается применять вместо 15-ударного метода полного разряда; при этом выдерживаемое с вероятностью 90% напряжение должно быть не меньше соответствующего испытательного напряжения.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 2
Нормированные испытательные напряжения электрооборудования классов напряжения от 3 до 35 кВ с нормальной изоляцией) Напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Уровень изоляции ¹	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции											
		грозового импульса		срезанного		кратковременное (одноминутное) переменное						под дождем ²	
		полного				в сухом состоянии		в сухом состоянии		в сухом состоянии		в сухом состоянии	
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	2												
3	a	40	46	50	10	12	10	12	10	12	10	12	10
	б												
6	a	60	70	70	20/28 ⁴	20	23	20	23	20	23	20	23
	б												
10	a	75	85	90	28/38 ⁴	28	32	28	32	28	32	28	32
	б												
15	a	95	110	115	38/50 ⁴	38	45	38	45	38	45	38	45
	б												
20	a	125	145	150	55	60	55	60	55	60	55	60	55
	б												
24	a	150	165	175	65	70	65	70	65	70	65	70	65
	б												
27	a	170	190	200	80	85	80	85	80	85	80	85	80
	б												
35	a	190	220	220	95	100	95	100	95	100	95	100	95
	б												

1) Уровень изоляции а - для электрооборудования с бумажно-масляной и литой изоляцией, разработанного с требованием проверки изоляции на отсутствие частичных разрядов по 4.10, для остального электрооборудования - устанавливается по соглашению между изготовителем и потребителем; уровень изоляции б - для электрооборудования, разработанного без требования проверки изоляции на отсутствие частичных разрядов.
 2) Для электрооборудования трехфазного (треугольного) исполнения.
 3) Для электрооборудования категории размещения 1 (кроме силовых трансформаторов и реакторов).
 4) В знаменателе указаны значения для опорных изоляторов категорий размещения 2, 3 и 4; в числителе для остального электрооборудования.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 3

Нормированные испытательные напряжения электрооборудования классов напряжения от 110 до 220 кВ (В киловольтах)

Класс напряжения	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции																
	грозового импульса							кратковременное (одноминутное) переменное									
	полного				срезанного			относительно земли		в сухом состоянии и под дождем ¹		Между контактами разъединителей и предохранителей					
1	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	Трансформаторы напряжения, конденсаторы связи, токоограничивающие реакторы	Трансформаторы тока, аппараты ²	Изоляторы	Выключатели с повышенным уровнем изоляции	Выключатели без повышенного уровня изоляции	Разъединители, предохранители	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	Электромашинные трансформаторы напряжения	относительно земли и между фазами	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи, токоограничивающие реакторы, аппараты относительно земли, ³ между контактами выключателей	11	12	13	14	15
	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	Трансформаторы тока, аппараты ²	Изоляторы	Выключатели с повышенным уровнем изоляции	Выключатели без повышенного уровня изоляции	Разъединители, предохранители	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	Электромашинные трансформаторы напряжения	Между фазами								
110	480	450	450/550 ³	520	450	570	550	550	750	200	275	200/230 ⁴	200/230 ³	230	275	315	
150	550	650		750	650	790	600	600	750	230	275	275/300 ⁴	275	315	395	460	
220	750	950	900	1050	900	1100	835	835	1100	325	395	395/440 ⁴	395	460	460	460	

- 1) Под дождем - для электрооборудования категории размещения 1 (кроме силовых трансформаторов, реакторов и изоляции между контактами разъединителей).
 2) Для аппаратов трехполюсного исполнения - также и между полюсами.
 3) В знаменателе указаны значения для вводов, в числителе - для других изоляторов.
 4) В знаменателе указаны значения для испытания в сухом состоянии аппаратов с немагистой изоляцией без проверки качества выполнения изоляции на отсутствие частичных разрядов или другими дополнительными методами, в числителе - для остального электрооборудования, а также для испытания под дождем.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 4
Нормированные испытательные напряжения электрооборудования классов напряжения от 330 до 750 кВ (Напряжения в киловольтах)

Класс напряжения	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции																
	грозового импульса					срезанного					коммутационного импульса в сухом состоянии и под дождем ²			кратковременное (одноминутное) переменное			
	полного		Между контактами			Силовые трансформаторы		Шунтирующие реакторы, электромагнитные трансформаторы			Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы		Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы		Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы		
	Силовые трансформаторы, электромагнитные трансформаторы	Силовые трансформаторы, электромагнитные трансформаторы, аппараты, ток, изоляторы, конденсаторы связи	Между контактами	Силовые трансформаторы	Шунтирующие реакторы, электромагнитные трансформаторы	Шунтирующие реакторы, электромагнитные трансформаторы, аппараты, ток, изоляторы, конденсаторы связи	Между фазами силовых трансформаторов (внутренняя изоляция)	Между контактами выключателей и разъединителей	относительно земли	относительно земли	между фазами	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы	Силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
330	a	950	1050	1050	1255	1255	1050	1175	850	1275	950	395	525	460	460	575	
500	6	1050	1175	1175	1380	1450	1150	1300	950	1425	1245	460	575	510/560 ⁵	750		
750	a	1300	1425	1425	1425	1725	1400	1550	1050	1575	1330	570	800	630	815		
	6	1550	1675	1550	1550	2050	1650	1800	1230	1845	1660	630	830	680/760 ⁵	1030		
	a	1800	1950	1950	1950	2250	1950	2100	1425	2400	2000/1675 ⁴	750	1100	830	1250/950 ⁴		
	6	2100	2250	2100	2100	2400	2250	2400	1550/1675 ³	2550	2250/1800 ⁴	800/900 ³	1250	950	1400/1100 ⁴		

- 1) Уровень изоляции а - при применении для защиты ограничителей перенапряжения (ОПН); уровень изоляции б - при применении для защиты вентильных разрядников.
- 2) Под дождем - для электрооборудования категории размещения 1 (кроме силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов и изоляции между контактами разъединителей).
- 3) В знаменателе указаны значения для шунтирующих реакторов, в числителе - для остального электрооборудования.
- 4) В числителе указаны значения для выключателей, в знаменателе - для разъединителей.
- 5) В знаменателе указаны значения для аппаратов с немасляной изоляцией без проверки качества выполнения изоляции на отсутствие частичных разрядов или другими дополнительными методами, в числителе - для остального электрооборудования.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

4.5.4 Испытание внутренней и внешней изоляции силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, реакторов, выключателей и конденсаторов связи напряжения грозовых импульсов допускается проводить одновременно. При этом должны быть удовлетворены требования, предъявляемые как к внутренней, так и к внешней изоляции в отношении полярности, числа импульсов и их максимального значения, которое должно быть принято наибольшим из двух значений, нормированных для внутренней и внешней изоляции, с учетом поправки на атмосферные условия при испытании.

4.5.5 Испытание изоляторов, разъединителей, короткозамыкателей, заземлителей, предохранителей, КРУ, КТП и экранированных токопроводов испытательными напряжениями грозовых импульсов по методу, указанному для внешней изоляции, является одновременно испытанием электрической прочности их внутренней изоляции.

Таблица 5

Нормированные испытательные напряжения электрооборудования с облегченной изоляцией (В килвольтгах)

Класс напряжения	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции					
	полного грозового импульса		кратковременное (одноминутное) переменное			
	Относительно земли, между фазами (полюсами ¹), между контактами выключателей и КРУ с одним разрывом на полюс	Между контактами разъединителей, предохранителей и КРУ с двумя разрывами на полюс	в сухом состоянии		под дождем ²	
			Относительно земли, между полюсами ¹ , между контактами выключателей и КРУ с одним разрывом на полюс	Между контактами разъединителей, предохранителей и КРУ с двумя разрывами на полюс	Относительно земли, между полюсами ¹ , между контактами выключателей	Между контактами предохранителей
1	2	3	4	5	6	7
3	20	23	10	12	10	12
6	40	46	20	23	20	23
10	60	70	28	32	28	32
15	75	85	38	45	38	45
20	95	110	50	60	50	60

1) Для электрооборудования трехфазного (трехполюсного) исполнения.
2) Для электрооборудования категории размещения 1 (кроме силовых трансформаторов и реакторов).

Таблица 6

Нормированные испытательные напряжения изоляции нейтрали обмотки ВН силовых трансформаторов классов напряжения 110, 150 и 220 кВ с неполной изоляцией нейтрали, допускающей работу с разземлением нейтрали (В килвольтгах)

Класс напряжения трансформатора	Испытательное напряжение внутренней и внешней изоляции		
	кратковременное (одноминутное) переменное		полного грозового импульса
	нейтрали	ввода нейтрали в сухом состоянии и под дождем ¹	нейтрали и ввода нейтрали
1	2	3	4
110	100	110	200
150	130	145	275
220	200	230	400

1) Под дождем — для вводов категории размещения 1.

Продолжение в следующем номере

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ
Агентства «Роспечать»

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		82717	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА

на журнал **82717** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер

Главный энергетик
 (наименование издания)

Стоимость	подписки	руб. коп.	Количество комплектов
	Перед-ресошки	руб. коп.	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ЦЕНА УКАЗЫВАЕТСЯ ПО ПОДПИСНОМУ КАТАЛОГУ
«Почта России»

Ф. СП-1

АБОНЕМЕНТ на журнал		16579	
(наименование издания)		Индекс издания	
Главный энергетик		Количество комплектов	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

ДОСТАВОЧНАЯ КАРТОЧКА

на журнал **16579** (индекс издания)

ПВ	место	ли-тер

Главный энергетик
 (наименование издания)

Стоимость	подписки	руб. коп.	Количество комплектов
	Перед-ресошки	руб. коп.	

на 2009 год по месяцам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Куда _____ (почтовый индекс) _____ (адрес)

Кому _____ (фамилия, инициалы)

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

**ПРОВЕРЬТЕ ПРАВИЛЬНОСТЬ
ОФОРМЛЕНИЯ АБОНЕМЕНТА!**

На абонементе должен быть проставлен оттиск кассовой машины.

При оформлении подписки (переадресовки) без кассовой машины на абонементе проставляется оттиск календарного штемпеля отделения связи. В этом случае абонемент выдается подписчику с квитанцией об оплате стоимости подписки (переадресовки).

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах. Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.

Для оформления подписки на газету или журнал, а также для переадресования издания бланк абонемента с доставочной карточкой заполняется подписчиком чернилами, разборчиво, без сокращений, в соответствии с условиями, изложенными в подписных каталогах. Заполнение месячных клеток при переадресовании издания, а также клетки «ПВ-МЕСТО» производится работниками предприятий связи и подписных агентств.



ЗАО «Независимая тиражная служба»

Почтовый адрес: 107031, г. Москва, а/я 49

Образец заполнения платежного поручения

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ДОСТАВКА ИЗДАНИЙ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ПО ПОЧТЕ ЦЕННЫМИ БАНДЕРОЛЯМИ ЗА СЧЕТ РЕДАКЦИИ. В СЛУЧАЕ ВОЗВРАТА ЖУРНАЛОВ ОТПРАВИТЕЛЮ, ПОЛУЧАТЕЛЬ ОПЛАЧИВАЕТ СТОИМОСТЬ ПОЧТОВОЙ УСЛУГИ ПО ВОЗВРАТУ И ДОСЫЛУ ИЗДАНИЙ ПО ИСТЕЧЕНИИ 15 ДНЕЙ.

Получатель

ИНН 7718644205\ КПП 771801001

сч. № 40702810238180136003

ЗАО «Независимая тиражная служба»

Вернадское ОСБ №7970

Банк получателя

Сбербанк России ОАО, г. Москва

БИК 044525225

к/сч. № 3010181040000000225

СЧЕТ № 1Ж9 от _____ 2009 г.

Покупатель:

Расчетный счет №:

Адрес:

№№ п/п	Предмет счета (наименование издания)	Кол-во экз.	Цена за 1 экз.	Сумма	НДС, %	Всего
1	«Главный энергетик» Подписка на 1 п.г. 2009 г.	6	535	3210	Не обл.	3210
ИТОГО:						

ВСЕГО К ОПЛАТЕ:

Генеральный директор:

Главный бухгалтер:



К.А. Москаленко К.А. Москаленко

Л.В. Москаленко Л.В. Москаленко

М.П.

ВНИМАНИЮ БУХГАЛТЕРИИ!

В ГРАФЕ «НАЗНАЧЕНИЕ ПЛАТЕЖА» ОБЯЗАТЕЛЬНО УКАЗЫВАТЬ ТОЧНЫЙ АДРЕС ДОСТАВКИ ЛИТЕРАТУРЫ (С ИНДЕКСОМ) И ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКАЗЫВАЕМЫХ ЖУРНАЛОВ.

ОПЛАТА ДОСТАВКИ ЖУРНАЛОВ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ИЗДАТЕЛЬСТВОМ.

НДС НЕ ВЗИМАЕТСЯ (УПРОЩЕННАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ).

ДАННЫЙ СЧЕТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВАНИЕМ ДЛЯ ОПЛАТЫ ПОДПИСКИ НА ИЗДАНИЯ ЧЕРЕЗ РЕДАКЦИЮ И ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПОДПИСЧИКОМ. СЧЕТ НЕ ОТПРАВЛЯТЬ В АДРЕС ИЗДАТЕЛЬСТВА.

