

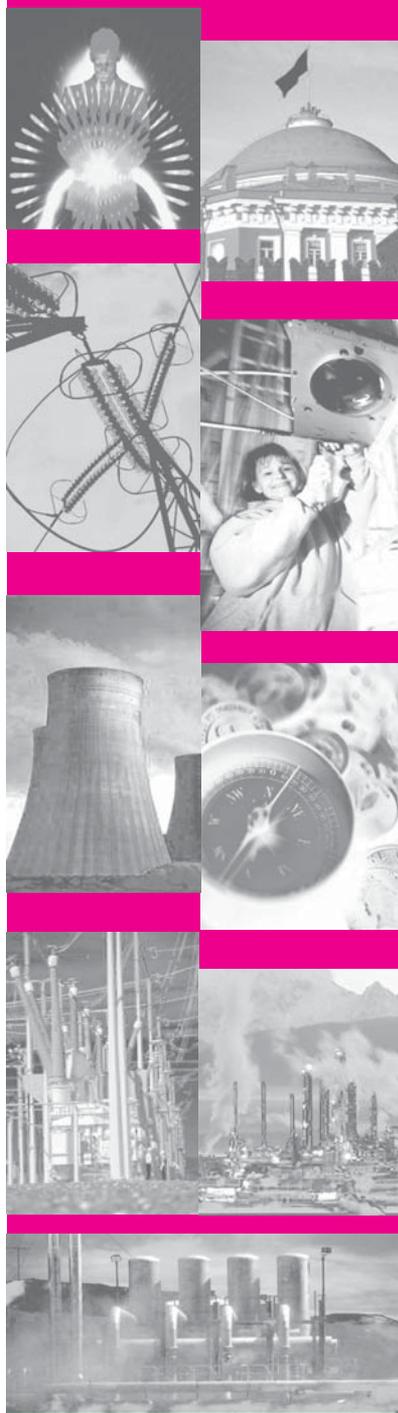
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



АВГУСТ
2005

СОДЕРЖАНИЕ



При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: www.fabrikam.ru, www.starinfo-nic.ru, www.promimport.ru, www.abok.ru, www.turboair.ru

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ _____	4
ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ _____	12
• ПОЧЕМУ В РОССИИ НЕТ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ?	12
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО _____	14
• ЗАРУБЕЖНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ АРМАТУРЫ ДЛЯ СИП НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ	14
• ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ И ПРИМЕНЕНИЮ СРЕДСТВ БЕСКОНТАКТНОГО ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ	17
• НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ СТАНДАРТОВ КОМПЛЕКСА ГОСТ Р 50571 «ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ЗДАНИЙ»	21
• ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	34
• НИЗКООБОРОТНЫЕ МОМЕНТНЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ ДЛЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ	39
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ _____	41
• СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ	41
• МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУСКАЕМОЙ В ПАРОВЫЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ ИСТОЧНИКА ТЕПЛА	45
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ _____	53
• ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО РЫНКА КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ И НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	53
• ВИНТОВОЙ ИЛИ ТУРБО?	58
ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ _____	62
• УСТАНОВКА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕФОРМАЦИЙ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ «ИМПУЛЬС-8»	62

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 8/2005

ТЕХНОЛОГИИ _____	65
• КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ И УЧЕТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ «ЭНЕРГИЯ»	65
• КОАЛЕСЦЕНТНАЯ ОСУШКА ВОЗДУХА – ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ РАБОТЫ ПНЕВМАТИКИ	69
ОБМЕН ОПЫТОМ _____	71
• ВСЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛИ ДЕЛАЮТ ЭТО	71
ОХРАНА ТРУДА _____	73
• РАССЧИТЫВАЕМ ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА СЛУЖБЫ ОХРАНЫ ТРУДА	73
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ _____	79
• ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ	79
ВОПРОС-ОТВЕТ _____	84
КАТАЛОГ _____	86
• ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ «МЕГОММЕТР»	86
КНИЖНАЯ ПОЛКА _____	88
• «СПРАВОЧНАЯ КНИГА ЭЛЕКТРИКА»	88
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ _____	89
• МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ) ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	89
• МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ	108

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» № 8/2005

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

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

Редакционная коллегия

В.В. Жуков – д.т.н., профессор, член-корр.
Академии электротехнических наук РФ,
директор Института электроэнергетики
Э.А. Киреева – профессор кафедры
электрооснащение промышленных
предприятий, МЭИ

М.Ш. Мисриханов – д.т.н., профессор,
ген. директор «ФСК. Межсистемные
электрические сети Центральной России»

В.А. Старшинов – д.т.н., профессор,
зав. кафедрой электрических станций, МЭИ
Н.Д. Торопцев – д.т.н., профессор кафедры
электрооснащения, Карачаево-Черкесской
государственной технологической академии

А.Н. Чохонелидзе – д.т.н., профессор
Тверского государственного технического
университета

Главный редактор

С.А. Леонов

Выпускающий редактор

Н.А. Пунтус

Верстка

А.Я. Богданов

Корректор

Борисова С.В.

Журнал
на II полугодие 2005 года
распространяется через
каталоги:

Агентство «Роспечать»,
ООО «Межрегиональное
агентство подписки» (МАП)

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ «ПРОСВЕЩЕНИЕ»

Тел.: (095) 925-93-50, 131-73-95.

Адрес: 119602, Москва, а/я 602.

Email: glavenergo@mail.ru

Подписано в печать 25.07.05

Формат 60x88/8, Бумага
офсетная. Усл. печ. л. 14
Печать офсетная
Тираж экз.
Заказ №

В.ХРИСТЕНКО: «ЭНЕРГОКРИЗИС НЕ УМЕНЬШИТ ИНВЕСТИЦИИ В ЭНЕРГЕТИКУ»

Энергокризис в Москве не окажет отрицательного влияния на привлечение инвестиций в электроэнергетическую отрасль России. Такое мнение высказал журналистам глава Минпромэнерго РФ Виктор Христенко. «Никаких страхов, антимотивов эта ситуация не создает, напротив, она дает понимание остроты задач по инвестированию в развитие энергетических мощностей», – отметил он.

По словам министра, в настоящее время Россия и страны Евро-

союза ведут работу по созданию условий для синхронизации работы энергосистем. Он также отметил, что в связи с этим Россия заинтересована не столько в экспорте электроэнергии, сколько в развитии собственных мощностей по производству электроэнергии.

Кроме того, министр сообщил о том, что Россия, как ожидается, будет увеличивать экспорт энергоресурсов в страны ЕС. В.Христенко сказал, что «развитие российского экспорт-

ного потенциала связано с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, модернизацией существующих и вводом в эксплуатацию новых генерирующих мощностей».

По словам министра, «сегодня энергоемкость российского ВВП находится на достаточно высоком уровне – примерно в 2 раза превышает показатели развитых стран, находящихся в аналогичных климатических условиях».

РБК

СВЕРХКРИТИЧЕСКАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ

Правление РАО ЕЭС приняло «Концепцию технической политики ОАО РАО ЕЭС России на период до 2009 года». По-своему это уникальный документ. В течение 13 лет существования энергохолдинга из его недр выходили различные проекты и концепции – но только не системная программа технического перевооружения отрасли.

Представляя проект концепции научной и технической элите отечественной энергетики на совещании, прошедшем еще в конце марта во Всероссийском теплотехническом институте (ВТИ), председатель правления РАО ЕЭС Анатолий Чубайс назвал ее «стратегией технического развития». По его словам, пять лет назад постановка вопроса о такой стратегии едва ли «имела бы смысл» из-за тяжелого, если не катастрофического финансового положения энергокомпаний, когда «платежи потребителей за электроэнергию и тепло составляли всего 15–17% от начисления». Еще одна причина проволочек с созданием технологической стратегии – длительная и «бессмысленная политическая перепалка» вокруг базовых положений реформирования самой энергетики. Но Анатолий Чубайс не назвал главного, благодаря чему можно было жить столь долго без какой-либо стратегии, – удивительной технологической живучести построенной в советское время энергетической системы. Именно благодаря такой живучести было время и на

создание эффективных финансовых схем, и на длительные проволочки с реформированием отрасли и ее техническим перевооружением. Но теперь это время, похоже, закончилось.

Советский задел

Сейчас, по словам главы РАО ЕЭС, «задачи масштабного антикризисного менеджмента» решены, финансовое положение региональных энергетических компаний и отдельных станций укрепилось. В конце 2004 года российское правительство окончательно определилось с судьбой реформ, отринув, по словам Анатолия Чубайса, все политические спекуляции и переведя вопрос «в абсолютно содержательное профессиональное русло». С окончательной реорганизацией РАО «ЕЭС России», которая завершится в конце 2006 года, созданные семь оптовых и 14 территориальных генерирующих компаний перейдут в частные руки стратегических инвесторов, а под государственный контроль попадут магистральные и распределительные сети и диспетчеризация. Реформы еще не закончились, и теперь, по словам Чубайса, пора начинать выстраивать технологическую стратегию. Многократный запас прочности, обеспеченный нашей энергетике советским энергомашиностроением и испытанным 15 годами реформ, исчерпывается. У нас сегодня есть свет и тепло только потому, что нам



осталось богатое советское наследие – 216 ГВт энергетических мощностей (из них 150 ГВт на электростанциях РАО ЕЭС), а еще потому, что почти десятилетие после развала СССР мы мало чего производили и потребление энергии упало. Даже когда в начале нового тысячелетия начала было расти экономика, электростанции работали в среднем лишь на 70% своей мощности, а диспетчерские службы РАО ЕЭС ограничивали работу АЭС, чтобы те не вырабатывали слишком много «лишнего» электричества.

Ответственный чиновник бывшего Минатома, сокрушаясь из-за невозможности нарастить инвестиционную составляющую в тарифе атомного киловатта, говорил «Эксперту»: «О какой структурной технической

перестройке электроэнергетики можно говорить, когда в самый пик потребления в 2004-м без загрузки оставалось более 30 гигаваатт (то есть простаивало более 15% от установленных мощностей. – «Эксперт»). Но только таким недоиспользованием ресурсов установленных еще в СССР мощностей и можно объяснить тот факт, что наша энергетика умудряется питать страну при официальном «среднем износе», составившем в 2004 году 57,3%.

Основная масса действующих сегодня электростанций вводилась в 60–70-е годы прошлого столетия, то есть многим из этих станций более 40 лет. Еще энергетики отмечают наличие серьезных проблем с сетевыми и распределительными системами. Один из ведущих специалистов отрасли образно сравнивал состояние сетей в районах массового потребления электроэнергии, например в центре России, с активным движением по двухполосному шоссе: «Пока нет проблем, все движется примерно с одной скоростью, но в случае непредвиденных обстоятельств все движение прекращается, а также встают и соседние автодороги, по которым все пытаются объехать пробку».

По данным научного руководителя Всероссийского теплотехнического института Анатолия Тумановского, в стране около 38% станций, возраст которых превышает 30 лет. Специалисты отраслевых институтов считают, что до 2015 года в России почти 70% мощности ТЭС подлежит реконструкции или замещению новыми агрегатами (на электростанциях РАО ЕЭС это составит 50 ГВт). Так что масштабы модернизации в ближайшие годы вырастут многократно.

Период тотальной модернизации

Обновление российской электроэнергетики пойдет двумя путями – за счет реконструкции и ремонта основного оборудования станций и за счет ввода новых мощностей (оставим пока в стороне совершенствование сетевой и распределительной инфраструктуры). В ближайшие четыре с лишним года – так прописано в концепции – предстоит полностью де-

монтировать наиболее изношенные энергоблоки общей мощностью 4,569 ГВт. При удачных инвестиционных раскладах вместо них введут около 2,5 ГВт новых мощностей. Но это просто смешные цифры по сравнению с тем объемом мощностей, который предстоит в эти же годы реконструировать – 25,148 ГВт, то есть четыре-шесть гигаваатт ежегодно. Причем простым «продлением срока службы» на бумаге обойтись уже не получится – придется провести капитальную реконструкцию энергоблоков.

Любопытно, что продление жизненного цикла старых электростанций сегодня возможно отчасти из-за болезни роста советской энергетике. Дело в том, что основные объемы запускаемых с конца 50-х мощностей изначально проектировались на сверхкритические параметры пара, что предполагало работу энергоблоков при температуре 580 градусов и давлении около 240 атмосфер. А затем, рассказывает технический директор «Силовых машин» и генеральный директор Центрального котлотурбинного института (НПО ЦКТИ им. И. И. Ползунова) Юрий Петреня, начались проблемы с поверхностями нагрева котлов, так как проектирование шло по завышенным расчетным характеристикам, выполненным в отраслевых институтах Министерства черной металлургии, ответственного за выпуск жаропрочных труб. При массовом вводе энергоблоков (до 14 ГВт в год!) в сжатые сроки испытания сталей, предназначенных для изготовления различных узлов – паропроводов, пароперегревателей, проводились в спешке. В ходе испытаний выяснилось: чтобы выдержать заданные параметры, надо либо существенно снизить срок службы, либо трубы делать толще. Но это привело бы к дополнительному напряжению оборудования и новым перерасчетам, к тому же страна не была готова к гигантскому росту металлоемкости. В итоге рабочая температура энергоблоков была понижена сначала до 565, а потом и до 540–545 градусов. А так как снижение на 10–12 градусов на практике означает двукратное увеличение ресурса основных узлов оборудования, мы получили существен-

ные резервы для ремонта и реконструкции мощностей без окончательного их вывода из эксплуатации.

Рынок заказов на реконструкцию оборудования, безусловно, останется за отечественными научными и производственными организациями. Дело даже не в том, что за последние 15 лет новых мощностей было введено немного и наши компании поднатрели в умении обновлять стареющее энергетическое оборудование. Энергетикам привычнее работать по проверенным техническим схемам и стандартам, имея дело в основном с привычным оборудованием еще советского производства. Привычнее иметь дело с теми предприятиями, которые это самое оборудование когда-то поставляли (энергетика СССР базировалась на технике внутреннего производства). Эти предприятия накопили большой опыт обновления техники в ходе плановых ремонтных работ с одновременным повышением КПД и общим увеличением эффективности станции. К примеру, проведя недорогую модернизацию отдельных узлов старых турбин, можно поднять общий КПД станций на 3–4%, что, кстати, соответствует параметрам новой энергетической стратегии. Исключение традиционно составляют системы автоматизации и управления, но и в этом направлении наши компании в последнее время проявляют активность, разрабатывая собственные решения на покупной элементной базе. Соваться в этот сегмент услуг иностранцам в целом не с руки, несмотря на привлекательность грандиозных объемов работ. Достаточно сказать, что иностранным претендентам на долю в рынке реконструкции пришлось бы выкупать всю техническую документацию у производителей оборудования – то есть у российских компаний. Но есть и чисто технологические препятствия. По словам научного руководителя кафедры паровых и газовых турбин Московского энергетического института (МЭИ) профессора Алексея Трухня, «из-за совершенно различной идеологии конструкции паровых турбин, например Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) и Siemens, немцам не имеет никакого экономического смыс-

ла подстраивать свое производство под реконструкцию российских турбин – а это самый важный элемент электростанции, подвергаемый реконструкции». Так что большая часть этого многомиллиардного рынка достанется все-таки отечественным компаниям, а западным фирмам остается уповать только на возможную поставку нового оборудования.

Чего хотят в РАО

Любопытно, что о стратегии технологического обновления российской электроэнергетики заговорили на совещании под названием «Концепция технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» и потенциал зарубежных производителей в ее реализации». Однако в утешение отечественным производителям первый из двух дней этого мероприятия был посвящен исключительно их предложениям. Словно оправдываясь за название конференции, Анатолий Чубайс заявил ученым, инженерам и конструкторам, отвечающим за энергетику страны: «При выходе на самые современные параметры по критерию цена-качество, мы, конечно же, будем оказывать предпочтение российским поставщикам. Но это не означает индульгенции на недостаточно высокие технологические параметры».

Алексей Трухний считает, что заявления Анатолия Чубайса направлены в первую очередь не против производителей, поставляющих устаревшее оборудование, а против косности тех энергетиков-эксплуатационщиков, которым проще в условиях дешевого топлива покупать морально устаревшее оборудование, нежели поработать над более эффективными схемами. «Ведь как еще случается: запущенная сорок лет назад турбина Т-100 отработала свой ресурс, а для ее замены станция N снова заказывают турбину с рабочими характеристиками сорокалетней давности», – говорит г-н Трухний. По его мнению, самое главное, что концепция обозначает границу эффективности для вновь закупаемого дочерними компаниями РАО ЕЭС оборудования – они не могут покупать технику ниже уровня, заявленного в документе.

Едва ли РАО откажется от паровых турбин ЛМЗ или электродвигателей «Электросилы». Выступая на упомянутом совещании, главный конструктор паровых турбин ЛМЗ Александр Лисянский убедительно показал, что наши турбины вполне на уровне, а в разработке многих элементов мы намного опередили западных энергомашиностроителей, к тому же наши турбогенераторы выигрывали не один тендер у именитых конкурентов на зарубежных рынках.

Что же имеет в виду концепция РАО под «высокими технологическими параметрами»? В описании замещающих технологий «основного оборудования тепловых электростанций» на самом деле нет ничего нового: старые блоки должны уступать место энергоблокам, работающим на так называемых суперсверхкритических параметрах пара, парогазовым установкам, а где-то и установкам сжигания угля в циркулирующем кипящем слое.

Парогаз вместо сверхкритики

Создавать энергоблоки с суперсверхкритическими параметрами пара (USC-блоки) начали в середине прошлого века США и СССР. Научиться работать с такими параметрами (300 атмосфер при температуре выше 580 градусов) было очень заманчиво, ведь USC-блоки могли бы работать с КПД, превышающим 45%. Для сравнения: средний КПД российских ТЭС составляет сейчас 35%. Созданный в нашей стране задел был ориентирован на температуру пара 650 градусов. По словам Анатолия Тумановского, «небольшой опытный котел с такими температурами и давлением пара 300 атмосфер проработал с 1949 года (!) на экспериментальной ТЭЦ ВТИ свыше 200 тысяч часов». Десятки тысяч часов наработал с 1969 года энергоблок на Каширской ГРЭС с такими же параметрами. В том же ВТИ Константином Раковым еще 35 лет назад были проработаны возможности создания котла с параметрами пара 300 атмосфер и 700 (!) градусов. Распространения эти блоки тогда не получили из-за дороговизны и отсутствия возможности массо-

вого производства специальных материалов (в США из-за проблем с жаропрочными сплавами в конце 60-х случилось несколько аварий).

С начала 90-х строительство подобных блоков возобновилось. Шестнадцать котлов с такими параметрами, как рассказывает Юрий Петреня, работают в Дании, Японии и Германии. КПД лучших японских и немецких блоков составляет 45–46%, датских, работающих на холодной циркуляционной воде с глубоким вакуумом, – на 2–3% выше. Но в общем объеме мощностей такие блоки составляют пока менее 3%. Далеко не все специалисты считают, что традиционные паротурбинные станции непременно нужно делать «под суперсверхкритику». Применение USC-блоков за границей показывает, что они мало-мальски начинают окупаться только при очень высокой единичной мощности станции и при высоких тарифах на топливо.

Структурным изменениям в российской энергетике должен способствовать постепенный рост цен на газ, доля которого в теплоэнергетике составляет сейчас 65% – это в 2 раза больше доли угля. Это вовсе не означает, что все бросятся строить эффективные, но очень дорогие суперсверхкритические блоки. Наблюдается чудовищный перекокс в структуре использования топлива в пользу газа по сравнению с мировой практикой, где соотношение газ/уголь как минимум обратное. Это предопределяет основную технологию, которая будет постепенно замещать старые газовые станции. Генеральный конструктор НПО «Сатурн» Михаил Кузменко говорит: «Перспектива развития большой энергетики России сегодня – парогазовые установки, и дороговизна газа приведет к переходу отрасли на парогазовые установки. Это и понятно. Сейчас электрический КПД лучших российских газовых станций редко превышает 38 процентов, а парогазовая установка при том же потреблении топлива даст в любом случае больше 50 процентов».

*Ирик Имамудинов
«Эксперт»*

ЮРИЙ УДАЛЬЦОВ: «РЕФОРМУ ПРИДЕТСЯ ПОДКОРРЕКТИРОВАТЬ»

Своими взглядами на реформу электроэнергетики с «Итогами» поделился Юрий Удальцов, руководитель Центра управления реформой РАО «ЕЭС России»:

– Возможно ли приостановить энергореформу, как предлагают критики РАО «ЕЭС»?

– У меня нет сомнений, что реформа должна продолжаться. Авария в Москве не является негативным проявлением реформы, то есть следствием изменений, происходящих в отрасли. Энергетика страны, как и прежде, нуждается в инвестициях. В том случае, если частные инвесторы не придут в отрасль, это может увеличить тарифную нагрузку на потребителей. К тому же многое уже сделано. На сегодня мы разделили по видам деятельности более половины АО-энерго, фактически завершаем формирование новых субъектов рынка. Впрочем, какие-то моменты реформы, возможно, будут слегка подкорректированы.

– В какой части вы ожидаете воз-

можную корректировку реформы?

– На мой взгляд, принципиальных изменений не будет, но некоторые корректировки, уточнения, наверное, понадобятся. Я считаю, что необходимо ускорить процесс разработки и принятия новых технических регламентов. Они должны четко прописать как обязательные требования по безопасности и поддержанию в рабочем состоянии систем управления для самих энергетиков, так и требования по безопасности к потребителям для минимизации последствий аварий и рисков их возникновения.

– Может ли быть принято решение о частичной приватизации электросетей с тем, чтобы повысить инвестиционную привлекательность отрасли?

– Государство придерживается своего решения сохранить контроль над сетями, над всей действующей сетевой инфраструктурой. Хотя это не означает запрет на строительство новых частных сетей. Понятно, что вопрос привлечения частных инвестиций в сети напрямую зависит от способа

тарифного регулирования. Если будет обеспечен принцип возврата на вложенный капитал, будут и инвестиции в сети, в том числе и частные. В противном случае мы неизбежно получим только тарифные источники инвестиций.

– Будет ли обсуждаться вопрос повышения энерготарифов?

– Существующие тарифы действительно не предусматривают необходимого уровня расходов на модернизацию, и, скорее всего, они несколько увеличатся. Но мы никогда не планировали и не планируем их резкого роста. Сейчас наши тарифы растут медленнее темпов инфляции. Возможно, нам потребуется несколько больше средств для модернизации. Тогда будет ставиться вопрос о незначительном увеличении тарифа, но, повторюсь, никакого сильного роста не произойдет.

Кирилл Пальшин
«Итоги»

СОВЕТ ФЕДЕРАЦИИ ПРЕДЛОЖИЛ ПРАВИТЕЛЬСТВУ СОЗДАТЬ «ЛИКВИДАЦИОННУЮ КОМИССИЮ» ДЛЯ СИСТЕМЫ ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ



Совет Федерации предлагает правительству РФ создать комиссию для оценки последствий ликвидации системы перекрестного субсидирования. Об этом корр. ИТАР-ТАСС сообщил заместитель председателя Комиссии Совета Федерации по естественным монополиям Валентин Межевич. «Соответствующее предложение уже направлено в правительство», – сказал он.

По мнению сенатора, «прежде чем приступить к ликвидации системы перекрестного субсидирования, необходимо провести анализ последствий этого шага и запустить механизм социальной поддержки». «Одним из вариантов решения проблемы, – считает он, – может стать введение

социальной нормы потребления услуг, в пределах которой население будет их получать по льготным тарифам, сверх нее – по экономически обоснованным». Кроме того, необходимо предусмотреть в бюджете средства на адресную поддержку социально уязвимых слоев населения.

Как пояснили корр. ИТАР-ТАСС в бюджетно-налоговом комитете Госдумы, «перекрестное субсидирование – наиболее живучее наследие советской экономической системы». «При помощи этого инструмента, – отметил собеседник агентства, – государство занижает стоимость социально ориентированных продуктов и услуг за счет других отраслей». Однако в результате «становится невозможным проводить экономически обоснованную тарифную политику, поскольку механизм ценообразования остается непрозрачным», – сказал он. По этой схеме убытки от пассажирс-

ких перевозок по железным дорогам покрываются за счет грузоперевозок, а оплата электроэнергии крупными потребителями компенсирует затраты на поставки электричества населению.

По оценке Межевича, «объемы перекрестного субсидирования трех естественных монополий /ОАО «РЖД», ОАО «Газпром» и РАО «ЕЭС России»/ составляют почти 300 млрд рублей в год». Это лишь приблизительные подсчеты, поскольку в российском законодательстве отсутствует само понятие «перекрестного субсидирования» и разграничить социальную и экономическую составляющие в тарифах невозможно. Вместе с тем для вступления во ВТО России придется не только разделить эти составляющие в тарифах, но и полностью отказаться от дотирования одних отраслей за счет других.

ИТАР-ТАСС

А. ЧУБАЙС ЗАЯВИЛ, ЧТО РЕФОРМА РАО «ЕЭС» ВЫХОДИТ НА ФИНАЛЬНУЮ СТАДИЮ

Председатель правления РАО «ЕЭС России» (EESR) Анатолий Чубайс в рамках выездного заседания наблюдательного совета Е.ON AG рассказал о целях и основных направлениях реформирования российской электроэнергетики. Как сообщает департамент РАО ЕЭС по работе со СМИ, А.Чубайс отметил, что к настоящему времени реформа РАО «ЕЭС России» выходит на финальную стадию. Глава энергохолдинга перечислил основные шаги, которые делает РАО для завершения реформирования в соответствии с планом, утвер-

жденным правительством России.

По просьбе членов наблюдательного совета Е.ON AG А.Чубайс рассказал о недавней аварии в Московском энергоузле и действиях персонала дочерних предприятий РАО ЕЭС, которые позволили остановить каскадное развитие аварии в минимальные сроки, избежать разрушения оборудования и человеческих жертв. Для минимизации вероятности повторения подобных ситуаций в энергосистемах мира Е.ON считает необходимым укрепление международного сотрудничества между энергетическими



компаниями разных стран, в том числе и через обмен информацией.

Прайм-ТАСС

ЧТО НОВОГО ПРИНОСИТ НОВАЯ СЕРИЯ VARIUS?

Рядовые предохранительные выключатели VARIUS

В настоящий момент представляем три типоразмера, а именно FH1, FH2 и FH3 для номинального тока 250, 400 и 630 А. Предохранительные выключатели VARIUS заменяют поставлявшиеся ранее выключатели LTL1, 2 и 3. Первый член этой серии был представлен уже в конце 2000, и это был выключатель FH000.

В конструкторском бюро предохранительных приборов была завершена и впоследствии внедрена в производство версия серийных предохранительных выключателей, которые выпускаются на рынок под торговым названием VARIUS.

Причиной для введения новой серии является принципиальная и всесторонняя модернизация этих устройств, в рамках которой мы предлагаем новые выгоды для производителей распределительных щитов,

проектировщиков и обслуживающего персонала. Не менее значительным в настоящее время является и современная конструкция всех автоматических выключателей фирмы «OЕZ». Новая серия приносит с собой и большую гибкость и быстроту поставок, так как это устройства составной конструкции.

Серийные предохранительные выключатели Varius типа FH изготавливаются из тепловых и механически высоко устойчивых материалов. Основа состоит из стекловолокна, армированного полиэфиром, остальные крышки из полиамида, также наполненного стеклом. Смотровое окошко из поликарбоната. Контакты изготовлены из электропроводной меди и посеребрены.

Для достижения высокой степени надежности устройство оборудовано классическими дугогасительными камерами. Кроме основного вари-

анта исполнения (FH.-3A/F) можно заказать и варианты исполнения с дистанционной сигнализацией состояния предохранительных вставок (FH.-3S/F). Кроме этого во всех типоразмерах в распоряжении имеется однополюсный вариант, в том числе в исполнении с предусмотренной сигнализацией.

Технические параметры выключателей Varius во многих случаях лучше, чем у выключателей LTL, поставляемых до настоящего времени. Например, у типоразмеров 1, 2 и 3 был достигнут условный ток короткого замыкания в сети 400 В до 120 кА и соответствие импульсному выдерживаемому напряжению $U_{imp} = 12$ кВ. Для выключателей OЕZ стандартом является максимальная степень безопасности при манипуляциях, который определяется категорией использования AC23 для сетей 400В.

У ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ ЕСТЬ СЕРЬЕЗНЫЕ ПРЕТЕНЗИИ К РАО «ЕЭС РОССИИ» И «ГАЗПРОМУ» ПО ЗАТРАТАМ – ГЛАВА МИНФИНА

У правительства России есть серьезные претензии к РАО «ЕЭС России» и «Газпрому» по затратам этих компаний, заявил министр финансов РФ Алексей Кудрин, выступая в эфире Первого канала российского телевидения.

«На последних заседаниях правительства, где мы обсуждали бюджеты РАО «ЕЭС России» и «Газпрома», у нас были серьезные претензии к этим компаниям по затратам», – сообщил министр.

«На ближайший год мы серьез-

но разберемся с затратами этих предприятий, чтобы они не вызвали такого прироста тарифов, в конечном счете, инфляции», – сказал глава Минфина РФ.

РИА-Новости

НОВАЯ ГАММА ДАТЧИКОВ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Интеллектуальная технология OSIconcept обеспечивает простоту использования всей гаммы датчиков компании Schneider Electric

Обнаружение – одна из функций автоматизации. В зависимости от требований обнаружение производится различными способами. Компания Schneider Electric предлагает полную гамму датчиков для промышленного применения, в которых используется новая концепция, упрощающая их выбор, сборку, установку и эксплуатацию.

Запатентованное решение основано на концепции OSIconcept. OSI – Offering Simplicity through Innovation, что можно перевести как «предложение простоты через новшество».

Благодаря использованию интеллектуальной технологии OSIconcept изготовители промышленного оборудования смогут улучшить свою производительность и сократить время технического обслуживания оборудования.

Osiris – гамма фотоэлектрических датчиков. Использование OSIconcept значительно увеличивает их возможности. Микропроцессор и встроенный оптический канал позволяют одному датчику работать в 5 стандартных типах обнаружения: прямого луча, отражения, поляризованного отражения, рассеивания и рассеивания с погашением фона. Он снабжен функцией самообучения и обеспечивает высокую точность обнаружения

вне зависимости от внешних помех. Помимо датчиков стандартного применения, серия Osiris включает датчики для выполнения специальных функций, например для обнаружения воды, или специальные исполнения датчиков для пищевого и сельскохозяйственного применений. Все фотоэлектрические датчики Osiris соответствуют стандартам IEC, UL CSA.

Osiprox – индуктивные датчики приближения – в результате применения OSIconcept стали плоскими, компактными и полностью интегрируются в механизм. Благодаря микропроцессору они автоматически настраиваются на максимальное рабочее расстояние при скрытом и выступающем монтаже в любом металлическом окружении. «Обучающий» метод дает хорошую настройку и для фронтального, и для бокового обнаружения. Кроме стандартных, серия включает датчики для выполнения специальных функций. Помимо датчиков стандартного применения, серия Osiprox включает датчики для выполнения специальных функций, например, для управления скоростью вращения или обнаружения объектов из железа или цветных металлов. Все индуктивные датчики Osiprox соответствуют стандартам IEC, UL и CSA.

Osiswitch – к этой гамме концептуальных выключателей были применены принципы OSIconcept. Разнообразие

корпусов, групп контактов, головок и кабельных вводов упрощает создание датчика любой конфигурации. Более 40 типов полностью взаимозаменяемых металлических рабочих головок можно соединить с пятью разными типами корпусов. Так получают максимальное количество датчиков при минимуме комплектующих. Выключатели Osiswitch дополнительно включают отдельную серию датчиков безопасности. Степень защиты IP 66 и 67.

Для **Nautilus** – серии, включающей аналоговые датчики, датчики давления, реле давления и вакуумные переключатели, OSIconcept позволяет легко настраивать параметры системной установки и модифицировать их во время работы благодаря сенсорным клавишам управления и двунаправленному меню прокрутки с 4-разрядным экраном. Датчики давления имеют встроенную защиту от сверхдавления, короткого замыкания или обратной полярности и функцию самодиагностики. Датчики Nautilus работают с такими средами, как воздух, пресная и соленая вода, смазочные масла, коррозионные жидкости и др. в температурном диапазоне от -15 до +80°C с возможностью выбора одного из 12 рабочих диапазонов от -1 до 600 бар или -14,5 до 8,700 пси (выбор системы измерения давления осуществляется по выбору).

НА УРАЛЕ СОЗДАНА УНИКАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ



Уникальную установку для производства электроэнергии создали на Урале. Ее разработчики утверждают, что турбина может вырабатывать электричество, используя ресурсы типовой котельной станции. Такие мини-электростанции могут подстра-

ховать энергосистему региона в случае возникновения глобальной аварии, подобной той, что произошла в Москве.

Новая энергоустановка, разработанная уральцами и представляющая собой паровую турбину, была изготовлена и испытана на электрохимическом заводе Минатома России в городе Лесном. По мнению зав. кафедрой атомной энергетики Уральского государственного технического университета Сергея Щеклеина, новая паровая турбина являет собой прорыв в малой энергетике. «Установки небольшие, компактные, сдела-

ны на высоком уровне и технологии. Вот такие машины могут быть установлены практически в любой котельной, и тогда в муниципалитете появляется свой источник энергии», – считает Щеклеин.

Паровую турбину пока делает только одно предприятие, способное изготовить столь необходимую сегодня, но непростую в производстве энергетическую установку. Однако уже сейчас оно может тиражировать новинку в любом количестве.

«Новый Регион – Екатеринбург»

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ НАЧНЕТ В 2005 ГОДУ СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ МОЩНОСТЬЮ 200-500 МВт, НЕЗАВИСИМОЙ ОТ РАО «ЕЭС РОССИИ»

Санкт-Петербург начнет в 2005 году проектирование и строительство Юго-Западной теплоэлектростанции мощностью от 200 до 500 МВт, которая войдет в энергосистему города и будет независима от РАО «ЕЭС России». Об этом сообщил журналистам председатель городского Комитета по энергетике и инженерному обеспечению Александр Бобров.

По его словам, проект будет осуществляться в соответствии с обязательствами перед китайскими инвесторами по обеспечению энергообеспечением квартала «Балтийская

жемчужина», который будет застраиваться на инвестиционной основе. По словам Боброва, проработка вопроса ведется с начала 2005 года, уже составлено технико-экономическое обоснование проекта.

Строительство новой ТЭЦ будет вестись за счет внебюджетных источников. Город берет на себя только расходы по сооружению внешних инженерных коммуникаций. Глава комитета по энергетике сообщил, что уже идут переговоры с «Газпромом» о возможности его участия в проекте. Для реализации проекта в ближайшее

время будет создано акционерное общество при участии городской администрации.

Первая очередь проекта предполагает строительство внешних сетей и водогрейной котельной, которые планируется ввести в эксплуатацию до 2008 года. После ввода второй очереди ТЭЦ будет способна вырабатывать до 600 Гкал/час тепловой энергии и до 500 МВт – электрической. Общая стоимость проекта оценивается в 7–8 млрд рублей.

ИТАР-ТАСС

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ РАО «ЕЭС РОССИИ» В ЯНВАРЕ–МАЕ УВЕЛИЧИЛИ ВЫРАБОТКУ ЭНЕРГИИ НА 1,5% – ДО 291 МЛРД КВт·ч

Электростанции РАО «ЕЭС России», по оперативным данным, в январе–мае 2005 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года увеличили выработку электроэнергии на 1,5% – до 291 млрд кВт·ч с 286,7 млрд кВт·ч. Об этом говорится в сообщении энергохолдинга.

Гидроэлектростанции РАО за первые пять месяцев выработали 52,6 млрд кВт·ч, что на 1% больше показателей аналогичного периода прошлого года. Выработка тепловых станций выросла на 1,6% и составила 238,4 млрд кВт·ч.

Рост выработки электростанций позволил обеспечить прирост энергопотребления в России, который в январе–мае 2005 года увеличился на 1,5% – с 397,5 млрд кВт·ч до 403,7 млрд кВт·ч.

АКМ

ВСЕ ЛЭП В МОСКВЕ УБЕРУТ ПОД ЗЕМЛЮ

Все высоковольтные линии электропередачи (ЛЭП) в Москве будут убраны под землю. О том, что это нужно сделать, сказал на заседании правительства города гендиректор объединенной энергетической компании Александр Ремезов. И программа по уборке столичных коммуникаций уже в разработке.

О том, насколько вредны ЛЭП, знают и школьники: электромагнитные поля, образующиеся вокруг них, губительны для здоровья людей: в результате их воздействия клетки человека могут переродиться в раковые, ослабевает иммунитет, обостряются заболевания. Зона вокруг ЛЭП в Москве сейчас «мертвая». Но с этим скоро покончат. Теперь у нас будет, как на Западе, где в городах никаких линий электропередачи нет. Впрочем, убрать их под землю решено не толь-

ко во имя заботы о здоровье. Во-первых, это плюс для безопасности города и его жителей: жить с проводами, закопанными глубоко под землю, спокойнее и безопаснее (к делу привлекают экологов). Во-вторых, одновременно можно провести техническое перевооружение ЛЭП, а в-третьих, освободится солидный кусок дорожной московской земли – целых 5 тысяч гектаров, занятый сегодня «зонами отчуждения» высоковольтных линий.

– Протяженность высоковольтных линий электропередачи в Москве – 1080 км, – сказал в интервью «МК» г-н Ремезов. – Чтобы все это убрать под землю, по нашим подсчетам, понадобится восемь лет.

Главное, говорит он, чтобы хватило производственных мощностей осуществить задуманное. А с финан-



сированием работ проблем нет – окупаемость проекта велика, поскольку достигается она за счет освобождения земли, пригодной для жилищного строительства.

«Московский комсомолец»

НА СЕВЕРО-ЗАПАДЕ РОССИИ НАЧАЛОСЬ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРОФИЛЬНЫХ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ

Глава администрации Архангельской области Николай Киселев встретился с генеральным директором межрегиональной сетевой компании Северо-Запада Вениамином Пинхасиком.

Как сообщила пресс-служба администрации, глава региона обсудил с руководителем Межрегиональной распределительной сетевой компании Северо-Запада вопросы реформирования энергосистемы области. Первый этап реформирования энергетики – разделение региональных энергокомпаний по профильным видам бизнеса – завершен. Начинается второй этап – объединение новых профильных энергокомпаний по террито-

риальному признаку. ОАО «Архэнерго» наряду с шестью сетевыми компаниями Северо-Запада должно войти в состав ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада». В состав МРСК входят четыре общества: ОАО «Псковэнерго», ОАО «Новгородэнерго», ОАО «Архэнерго» и ОАО «Карелэнерго».

До конца нынешнего года в МРСК в соответствии с графиком реформирования войдут также ОАО «Ленэнерго», ОАО «Колэнерго» и ОАО «Комиэнерго». МРСК Северо-Запада зарегистрирована 23 декабря 2004 г. в Санкт-Петербурге. Генеральным директором МРСК Северо-Запада назна-

чен Вениамин Пинхасик, до этого возглавлявший ОАО «Псковэнерго». С 25 мая начались предварительные слушания по защите ремонтных и инвестиционных программ на 2006 год сетевых энергокомпаний, вошедших после реформирования в «Межрегиональную распределительную сетевую компанию Северо-Запада». Николай Киселев и Вениамин Пинхасик согласовали план совместной работы администрации области и ОАО «Архэнерго» и обсудили мероприятия, связанные с переходом компании к ОАО «МРСК Северо-Запада».

ИА «Северинформ»

«НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ» ВВЕЛ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЩИТ МОНИТОРИНГА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



На второй промышленной зоне ОАО «Нижнекамскнефтехим» введен в эксплуатацию щит мониторинга электроснабжения.

Автоматизированная система телесигнализации позволяет сменному персоналу цеха в режиме реального времени моментально реагировать на отклонения в электроснабжении второй промышленной зоны предприятия, а также отслеживать оператив-

ную информацию по электроснабжению каждого конкретного завода. В дальнейшем на щит мониторинга будет выведена информация о состоянии трансформаторов.

Предполагается, что подобная система заработает и на первой промышленной зоне ОАО «Нижнекамскнефтехим».

rccnews.ru

МЭРТ ПРЕДЛАГАЕТ ОГРАНИЧИТЬ РОСТ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

«МЭРТ предлагает ограничить предельный уровень тарифов на электроэнергию: в 2006 – 7,5%, в 2007 – 6,5%, и в 2008 – 5,5%; а предельный уровень тарифов на грузовые железнодорожные перевозки: в 2006 – 8%, в 2007 – 7%, 2008 – 5,5%», – говорится в прогнозе социально-экономического развития РФ на 2006-2008 годы. При этом МЭРТ предлагает правительству ограничить рост тарифов на газ в 2006 году – на уровне 11%, в 2007 – 8%, в 2008 – 7%. «Таким образом, тарифы на услуги естественных монополий, по мнению МЭРТ, не должны превышать уровень инфляции», – пояснил РИА «Новости» источник в

правительстве. Он отметил, что правительство не учитывало проведенную «Газпромом» оценку основных средств компании с коэффициентом 1,72.

Источник в правительстве подчеркнул, что «Газпром» предлагал увеличить цены на газ в 2006 году на 23%, в то время как Минпроэнерго считает обоснованной цифру 14%. «Как полагают в Минпромэнерго, эта цифра обеспечит безубыточные поставки газа на внутренний рынок», – отмечает источник. В то же время, по его словам, Федеральная служба по тарифам считает, что тема индексации тарифов на услуги железнодорожных перевозок должна стать

предметом дальнейшего обсуждения. «Речь идет об увеличении тарифов», – отмечают эксперты ФСТ. При этом в ФСТ также полагают, что предложенная МЭРТ предельная цифра по тарифам на газ – 11% – сделает поставки на внутренний рынок убыточными. ФСТ полагает наиболее оптимальной цифру в 17% в 2006 году.

В этой связи, отметил источник в правительстве, на заседании правительства предстоит оживленная дискуссия между различными ведомствами по уровню предельных тарифов на услуги монополистов.

РИА «Новости»



Ш. Абдурашитов,
К.Т.Н.,
помощник генерального директора
ОАО «Башкирэнерго»
заслуженный энергетик РФ

ПОЧЕМУ В РОССИИ НЕТ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ?

О необходимости экономии энергоресурсов вообще и об энергосбережении в частности за последние годы исписаны тонны бумаги, а воз, как говорится, и ныне там. И отнюдь не потому, что кто-то до сих пор не верит в исчерпаемость углеводородного сырья. Просто мы не привыкли экономить чужое и не умеем считать деньги, если они не в собственном кармане.

Россия, производя ВВП в десять раз меньше США, расходует энергоресурсов лишь вдвое меньше. Отсюда следует, что энергоемкость единицы ВВП у нас в 5 раз расточительнее, чем у американцев. Конечно, средняя температура воздуха в России ниже, и территория много разбросаннее, и технологии более отсталые, но не в пять же раз! Причины энергораспутства, видимо, имеют в России свою специфику.

Прошедший XX век примечателен для истории цивилизации не только кошмарами кровавых войн, унесших жизни десятков миллионов землян. Тот

век оказался опустошительным и для самой планеты: из ее недр извлечено и израсходовано более половины полезных ископаемых (угля, нефти, железа, меди и др.), а также катастрофически попорчена экология во всех средах (атмосфере, почве, воде, лесах и в горах). Знала ли об этом общественность? Да, конечно. Она остро сигнализировала правителям мира об угрозе самоуничтожения. Одним из позитивных следствий общественных инициатив стало широкомасштабное освоение энергосберегающих технологий, позволивших во всех индустриальных странах (США, Япония, Германия, Англия, Франция и др.) обеспечить рост ВВП без увеличения энергопотребления.

Началось такое движение в 70-е годы, когда арабский мир «ударил» по западным экономикам ограничениями поставок нефти. Захватило это движение и прежний СССР, и Россию в его составе. Однако ничего заметного в балансе энергопот-

ребления России с тех пор не случилось, хотя бумаг разных на эту наплодили уйму. Наконец в 1996 году в стране приняли закон «Об энергосбережении».

Прошло с тех пор еще девять лет. Изменений нет по-прежнему. Зато имитаций бурной деятельности немало: постановления, конференции, семинары, доклады, протоколы, рекомендации – словом, есть все, создающее благостное впечатление об энергосбережении, кроме самого сбережения энергии. В стране как был удельный расход энергии на единицу ВВП в 4–6 раз больше, чем в других странах, так и остался. И ситуация продолжает ухудшаться. Интересно, почему мы, россияне, во всех негативных делах впереди всей планеты, а в хороших – плетемся в хвосте мира?

По снижению энергоемкости ВВП Россия проигрывает всем остальным странам не потому, что здесь кто-то злонамеренно тормозит. Очевидно, есть некие мощные объективные при-



чины, не позволяющие искренне желая властей и энергетической общественности воплотить в реальность. По нашему мнению, причин таких, по крайней мере, шесть. Вот они.

1. Огромная территория страны изобилует всеми видами энергоресурсов (углем, нефтью, газом, дровами и др.), что питает укоренившиеся иллюзии россиян об их неисчерпаемости.

2. В стране действуют цены на первичное топливо в 3–5 раз ниже, чем в других странах, что отбрасывает окупаемость энергосберегающих технологий на 15–20 лет и более.

3. Значительная часть потребителей энергоресурсов (топлива, электроэнергии, бытового газа, горячей воды, отопления) по разным причинам не платит за них, а потому интерес к энергосбережению сводится к нулю. Общий долг потребителей за топливо и энергию превышает ныне 200 млрд. рублей!

4. Большинство мелких потребителей топлива и энергии не имеют приборов учета, оплата производится «на глазок». А посему какой смысл заниматься сбережением энергии?

5. Отсутствие в стране предприятий малого и среднего бизнеса в сфере энергетики (выпуска и обслуживания приборов учета, устройств по экономии энергии и др.) не позволяет обеспечить спрос на средства энергосбережения соответствующими предложениями.

6. Отсутствие в бюджетах страны и регионов целевых

средств на энергосберегающие меры.

Обобщая тридцатилетний опыт болтовни об энергосбережении, при полном отсутствии конструктивных шагов можно утверждать, что, пока не будут устранены отмеченные причины, расходовать мы будем все виды топлива и энергии безоглядно, без меры, безостановочно столько, сколько сможем добыть!

Почему бы правительству, к примеру, не осуществить за счет бюджета проект установки счетчиков на электрическую и тепловую энергию, на холодную и горячую воду, на сетевой газ в 30–40 млн квартир россиян? Вряд ли это обойдется казне больше 10 млрд рублей (если, конечно, не воровать!), но эффект будет в десять раз большим, попутно решатся тысячи мелких проблем в системе ЖКХ, а энергоемкость ВВП сразу может упасть на 10–15 процентов. Или замена одного миллиарда вольфрамовых ламп (от которых уже многие страны в мире давно отказались) на более современные, которые в 3–5 раз экономичнее, позволила бы ежегодно экономить 50 млрд кВт·ч электричества, и т.д. Подобных примеров – сотни. Пока же расходование энергии и топлива в России осуществляется самыми расточительными способами, от которых давно ушли даже в странах третьего мира.

*Журнал «Энергетика.
Наш Регион»
www.energopress.ru*

НКУ МЕТРОНИКА СЕРИИ МС-225 ШКАФ УССВ

Компания «Эльстер Метроника» разработала и начала успешное использование в проектах по созданию АИИС КУЭ (АСКУЭ) на объектах энергетики и промышленных предприятий новое низковольтное комплектное устройство АСКУЭ – НКУ МЕТРОНИКА серии МС-225 шкаф УССВ.

Приемник УССВ (устройство синхронизации системного времени) предназначен для автоматической коррекции системного времени автоматизированных систем высокоточного коммерческого учета потребления (выдачи) электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ).

УССВ состоит из GPS-приемника, антенны, источника питания и пластикового корпуса, позволяющем монтировать его в шкафы или на панели с помощью несущего профиля TS35.

Приемник обеспечивает выполнение следующих функций:

- прием данных от 12 спутников одновременно;
- выдача информации по интерфейсу RS-232.

НКУ МЕТРОНИКА МС-225 шкаф УССВ предназначен для использования в случаях, когда из-за невозможности обеспечить уверенный прием сигналов спутника рядом с синхронизируемым устройством (например сервером АСКУЭ), GPS-приемник необходимо установить на значительном от него расстоянии (до 1000 м).

В состав НКУ входит:

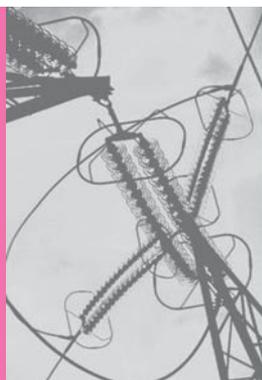
- GPS-приемник;
- антенна;
- преобразователь интерфейсов ADAM 4520 RS-232/485;
- термостат, нагреватель;
- источник питания.

ОТ ГРУППЫ ОТДЕЛЯЕТ ОДНА СОГЛАСНАЯ

Компания LG Industrial Systems обрела новое имя – LS Industrial Systems.

Тем самым южно-корейский производитель электроэнергетического

>> 16



ЗАРУБЕЖНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ АРМАТУРЫ ДЛЯ СИП НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ

Начиная с 1988 года, когда впервые в Советском Союзе были смонтированы две экспериментальные линии с самонесущими изолированными проводами (СИП) длиной около 1 км (в Калуге и в Геленджике), можно начинать отсчитывать начало периода внедрения СИП на воздушных линиях России.

В тот раз были применены СИП и арматура для него производства французских фирм.

С тех пор уже несколько отечественных кабельных заводов освоили производство СИП различных модификаций по западным технологиям и поставили энергетикам десятки тысяч километров этого провода. Из года в год объем производства этого провода на этих заводах растет.

Основные производители СИП в России это: «Иркутсккабель», «Севкабель», «Москабель», «Камкабель» и «Электрокабель». Продукция этих заводов все теснее занимает свое место на российском рынке наряду с продукцией признанных мировых производителей компаний NEXANS и PIRELLI.

А что же линейная арматура для СИП? На сегодняшний день обнаруживается заметное отставание отечественных производителей линейной арматуры для воздушных линий с СИП от отечественных производителей СИП. Нам известны робкие шаги в этом направлении только

двух производителей арматуры для СИП (АСИП), это: ХК «ЭЛВО» и ООО «ПТК «ТехЭнком». Но нам на сегодняшний день не известны заметные поставки АСИП этих производителей на российский рынок.

Львиную долю поставок АСИП на наш рынок выполняют зарубежные производители, а точнее – четыре фирмы: одна финская – ENSTO и три французских – NILED, SICAME и Тусо Electronics SIMEL.

К сожалению, нам не известны точные объемы продаж АСИП этими фирмами на нашем рынке, об этом можно судить косвенно по некоторым данным о продажах отечественных СИП да по отдельным поставкам в некоторые города. Закрытость этой информации можно объяснить неустановившимся состоянием рынка. Во многих регионах России эти четыре фирмы каждый раз с переменным успехом сталкиваются друг с другом в борьбе за получение заказа. И даже получение очередного заказа не дает гарантии фирме-победителю тендера на получение следующего заказа.

Аналогичным образом эти фирмы борются между собой за рынки сбыта в других странах.

Так что же они собой представляют?

В поисках ответа на этот вопрос попробуем проанализировать некоторые доступные данные, приведенные в следующих таблицах.

Таблица 1.

Компания	Год основания	Страна происхождения
ENSTO	1958	Финляндия
NILED	1960	Франция
SICAME	1955	Франция
Тусо Electronics SIMEL	1960	Франция

Как видим, все фирмы начали свою деятельность либо в конце 50-х, либо в начале 60-х годов прошлого века. Следовательно, они прошли довольно длинный путь становления, поисков, проектирования, производства и сбыта.

Первые три фирмы являются самостоятельными, а фирма SIMEL в 1999 году была поглощена американской компанией Тусо, после чего была реорганизована и присоединена к отделению энергетики этой компании.

В следующей таблице показаны уставные капиталы и численность штата сотрудников этих компаний.

Таблица 2.

Компания	Уставный капитал, тыс. евро	Общий штат, чел.	Сайт в Интернете
ENSTO	нет данных	1099	www.ensto.com
NILED	330	46	www.niled.fr
SICAME	8392,32	358	www.sicame.fr
Тусо Electronics SIMEL	1600	345	www.tycoelectronics.com

Примечание: Данные по французским фирмам взяты с сайта www.gimelec.fr.

Номенклатура АСИП, которую предлагают эти фирмы на российском рынке, описана в их каталогах, а также указана в сертификатах, которые им выданы на эту продукцию в России. Эта номенклатура у всех этих фирм достаточно полно перекрывает все разновидности применяемой технологии СИП, это:

- различные системы СИП:
- французская (несущая изолированная нейтраль),
- финская (несущая неизолированная нейтраль),

- немецкая (самонесущая изолированная система),
- различные сечения проводников СИП (от 16 до 120 мм²),
- ВЛ как с напряжением 0,4 кВ, так и 6, 10 и 20 кВ,
- ВЛ как на опорах, так и на фасаде здания,
- ВЛ как магистраль, так и абонентская линия,
- соединительные зажимы как для соединения СИП – СИП, так и для соединений СИП – подземный кабель и СИП – голый провод,
- инструменты, материалы и приспособления для монтажа ВЛ с СИП.

В следующей таблице перечислены сертификаты, полученные этими фирмами в России, а также количество сертифицированных типов изделий.

Таблица 3.

Компания	Сертификат, дата оформления	Количество типов изделий, шт
ENSTO	РОСС FI.MX02.H00162 от 17.04.2003 г.	38 серий
NILED	РОСС FR.MX02.B00105 от 15.11.2001 г.	81
SICAME	РОСС FR.MX02.B00122 от 07.06.2002 г.	101
Тусо Electronics SIMEL	SSAG.001.1.4.0090 от 14.03.2002 г.	143

Примечание: Продукция фирмы ENSTO, сертифицированная в виде 38 серий, согласно каталогам фирмы для ВЛИ 0,4 кВ и ВЛ 6-20 кВ насчитывает 404 типа и подтипа изделий.

Конкурентоспособность изделий определяется прежде всего их высокими технологическими, техническими и потребительскими характеристиками. Все четыре рассматриваемые фирмы постоянно ведут инновационную деятельность, применяя в своих разработках самые передовые достижения в смежных областях промышленности и придавая изделиям новые потребительские свойства.

Из следующей таблицы видно, какое значение придают фирмы патентованию своих разработок.

оборудования и систем автоматизации подчеркивает свое отделение от LG Group и указывает на изменения в бизнес-стратегии компании. Новая аббревиатура LS образована от выражения leading solution (ведущее решение) и подразумевает развитие бизнеса в сторону разработки комплексных решений.

В данный момент LS Industrial Systems поставляет свою продукцию в более чем 50 стран мира. С января 2005 года совместно с National Electric – своим торговым представителем – компания начала продвигать свою продукцию на российский рынок. Сейчас National Electric формирует дистрибьюторскую сеть, в ближайших маркетинговых планах – участие в выставках (как отдельно, так и совместно с дистрибьюторами), презентации, организация обучающих семинаров и поездок на тренинг-курсы на заводы в Корею.

ОАО «ЧЭАЗ» ОСВОИЛО ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАРУЖНОЙ УСТАНОВКИ (КТП НУ) НАПРЯЖЕНИЕМ 6(10)/0,4 КВ.

КТП НУ предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока напряжением 6(10)/0,4 кВ частотой 50 и 60 Гц. КТП НУ применяются в системах электроснабжения нефтегазовых предприятий и других промышленных объектов, когда необходимо максимально сократить сроки монтажа подстанции.

Отличительной особенностью КТП НУ является то, что все устройства, входящие в состав подстанции, размещаются в отдельном модуле (киоске, контейнере, бетонном блокбоксе или утепленном блочно-модульном здании) и все электрические соединения смонтированы внутри этого модуля.

Таблица 4.

Компания	Количество патентов			
	АК	ПК	ОЗ	Всего
ENSTO	-	-	-	нет данных
NILED	1	1	5	7
SICAME	4	2	13	19
Tyco Electronics SIMEL	1	0	4	5

Примечания.

1. Используются сокращения для изделий:

АК – анкерное крепление,
ПК – промежуточное крепление,
ОЗ – ответвительный зажим.

2. По французским фирмам учтены патенты, выданные Патентным ведомством Франции.

3. Здесь не учтены патенты на изделия американской фирмы AMP, которые поставляет фирма Tyco Electronics SIMEL.

Если проанализировать развитость компаний, то бросается в глаза глобальная всеохватываемость компании Tyco, которая лидирует как по количеству стран, где она имеет свои офисы, отделения, филиалы, заводы, так и по количеству стран, в которые экспортируется продукция компании.

В России по развитости сбытовой сети лидируют ENSTO и Tyco (табл. 5).

Выводы.

1. Если попытаться расставить компании по некоторому обобщенному размеру (прежде всего штату сотрудников, уставному капиталу, наличию зарубежных активов), то полу-

чается следующая последовательность: ENSTO, SICAME, Tyco Electronics SIMEL, NILED.

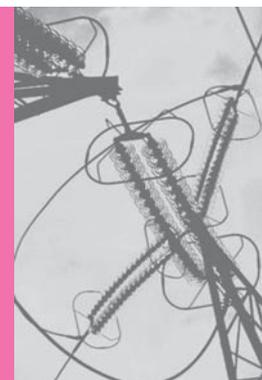
2. Все четыре фирмы имеют достаточно широкую номенклатуру арматуры и глубину технологической проработки и разнообразие изделий. Приоритетность в этом направлении: ENSTO, Tyco Electronics SIMEL, SICAME, NILED.

3. Все рассматриваемые фирмы имеют опыт в развитии сбытовой сети как на мировом рынке, так, в частности, и в России. Особенно преуспели в этом направлении Tyco Electronics SIMEL и ENSTO.

Статья подготовлена ЗАО НИЦ «Старинфо».

Таблица 5.

Компания	Число отделений в странах	Количество стран, куда экспортируется продукция	Число представительств в России	Источники информации
ENSTO	12	50	18	Рекламный проспект
NILED	3	30	нет данных	-----
SICAME	11	нет данных	11	-----
Tyco Electronics SIMEL	50	80	16	Рекламный проспект, www.rayenergo.ru



ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ И ПРИМЕНЕНИЮ СРЕДСТВ БЕСКОНТАКТНОГО ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

Сегодняшние **пирометры** представляют собой сложнейшие оптические и электронные системы, позволяющие пользователю решить практически любую задачу по измерению температуры тел в диапазоне от -50 до 3000°C. Для того чтобы правильно выбрать необходимый **пирометр**, пользователю нужен минимальный багаж знаний по функционированию и применению данных приборов.

Основное при выборе **пирометра** – это четко знать постановку задачи: какую поверхность и из какого материала необходимо измерять, какая температура измеряемой поверхности, с какой дистанции производить измерения и что собой представляет окружающая среда и объекты, находящиеся между пирометром и измеряемой поверхностью. Ответ на эти четыре базовых вопроса позволит вам определиться с типом пирометра, но возможно еще не с конкретной моделью.

Сегодня все наиболее распространенные типы пирометров работают в инфракрасном спектре, тем не менее имеют абсолютно разные технологии преобразования светового излучения в электрический сигнал.

Рассмотрим четыре типа пирометров: традиционные инфракрасные пирометры абсолютной энергии волны (инфракрасные пирометры), инфракрасные пирометры относительной энергии волн (двухцветные пирометры), инфракрасные термопары и оптоволоконные пирометры.

ИНФРАКРАСНЫЕ (ОДНОЦВЕТНЫЕ) ПИРОМЕТРЫ

Принцип действия традиционных инфракрасных пирометров основан на измерении абсолютного значения излучаемой энергии одной волны в инфракрасном спектре. На сегодня это относительно недорогой бесконтактный метод измерения температуры. Данные пирометры могут наводиться на объект с любой дистанции и ограничены лишь диаметром измеряемого пятна и прозрачностью окружающей среды, они идеальны для переносных моделей, и поэтому могут работать по принципу «навел и выстрелил». К их существенным недостаткам можно отнести чувствительность к загрязненности окружающей среды, что ограничивает их применение в запыленных, задымленных или влажных средах. На их показания также могут влиять сильные электро-

магнитные поля, поэтому их использование, например, рядом с индукционными нагревательными установками не желательно. Они также могут серьезно «врать» при измерении температуры поверхности объектов, переходящих во время технологического процесса из одного физического состояния в другое, когда у поверхности изменяется показатель черноты. К примеру, такое происходит во время разливки металла, когда материал переходит из жидкого состояния в твердое.

ИНФРАКРАСНЫЕ ТЕРМОПАРЫ

Практически такими же характеристиками обладают инфракрасные термометры. Однако принципиальная разница между ними – в преобразовании сигнала. Если инфракрасный пирометр использует для преобразования помимо силиконовых или тонкопленочных детекторов еще и различную электронику для усиления, линейзации и преобразования сигнала, то инфракрасная термопара лишь преобразует световое излучение в нелинейный термометрический сигнал. Простота в исполнении и отсутствие электроники позволяет найти уникальное применение и этим устройствам. Главное их достоинство – это низкая цена и совместимость с измерительной аппаратурой (самописцами, измерителями, регуляторами и пр., имеющими аналоговый термометрический вход, как правило ХА). Кроме того, максимальная температура их эксплуатации немного выше, чем у других устройств ввиду отсутствия электроники. Они также могут применяться в труднодоступных и удаленных местах благодаря небольшим габаритам и минимальным ограничениям к длине термокомпенсационного кабеля. Серьезными минусами инфракрасных термометров является широкий спектральный диапазон и довольно высокая погрешность (2% и более).

ДВУХЦВЕТНЫЕ ПИРОМЕТРЫ

Двухцветные пирометры появились относительно недавно. Принцип их работы основан на измерении отношения значений излучаемых энергий двух или более волн в разных цветовых спектрах (традиционные инфракрасные пирометры измеряют абсолютное значение излучаемой энергии одной волны и только в инфракрасном спектре).

Применение более совершенной технологии позволяет избежать влияния пыли, дыма, газа и пара в окружающей среде на показания пирометра, а также исключить влияние изменения показателя черноты объекта, например в случае с разливкой металла. Такие пирометры без проблем измеряют даже через запыленное стекло экрана в печи.

ОПТОВОЛОКОННЫЕ ПИРОМЕТРЫ

Оптоволоконные пирометры работают по такому же принципу, как и традиционные инфракрасные пирометры. Разница состоит лишь в том, что световой поток транспортируется к детектору по оптоволоконному кабелю, который может быть изогнут в произвольной форме. Это свойство позволяет проводить измерения в труднодоступных местах или когда измеряемая поверхность находится не в прямом поле зрения. Кроме того, оптоволоконный кабель неподвержен влиянию сильных электромагнитных полей, устойчив к большим давлениям или вакууму, а также имеет максимальную температуру эксплуатации до 200 °С. Одновременным плюсом и минусом оптоволоконных пирометров является фиксированный фокус. Плюс состоит в том, что можно выбрать модель пирометра с очень малым диаметром измеряемого пятна – вплоть до 0,1 мм, минус в том, что вы обязаны установить пирометр точно на указанной дистанции от измеряемой поверхности, что порой не всегда возможно.

СПЕКТРАЛЬНЫЙ ДИАПАЗОН

Одной из главных характеристик пирометра является спектральный диапазон, иными словами те длины световых волн, которые он способен «видеть». Любой тип материала излучает волны определенной длины. Если температура материала повышается, длина волны сокращается, и наоборот. Отражающие металлические поверхности имеют короткую длину волны, а неметаллические – длинную. По этому признаку модели пирометров условно можно разбить на две группы: общего назначения с длиной волны 8–14 или 6–14 микрон, и специализированные под конкретный материал измеряемой поверхности. Пирометры с длиной волны 8–14 или 6–14 микрон измеряют температуру так называемых «черных» и «серых» поверхностей, не попадающих под определение «отражающие или металлические». Это текстиль, пищевые продукты, резина, толстый непрозрачный пластик, картон, дерево, краска, земля, камень и т.д. Пирометры с таким спектральным диапазоном могут применяться для контроля температуры кабелей и контактов в энергетике, в процессах печати и нанесения краски в полиграфии, контроля износа механических частей на транспорте и пр. Данные пирометры не могут использоваться для измерения температуры, к примеру, стекла или металла, поскольку длина волны данных материалов лежит вне их диапазона. Тем не менее измерить температуру металлической или отражающей поверхности пирометром общего назначения иногда возможно. Для этого на измеряемый участок достаточно нанести слой темной краски или любой другой материал, имеющий

длину волны 8–14 микрон. Все применяемые пирометры также можно разбить на два типа: узкоспектральные и широкоспектральные. Так, пирометры, имеющие спектральный диапазон, например, 2–20 – являются широкоспектральными, а 0,9–1,05 – узкоспектральными. Узкий спектральный диапазон позволяет пирометру «не видеть» световые волны, излучаемые поверхностями других объектов или окружающей средой в поле зрения пирометра, и принимать излучение только того материала, на который настроен диапазон. Применение широкоспектральных пирометров должно сопровождаться подготовительными мероприятиями по предотвращению попадания «чужого» излучения. К примеру, такой пирометр желательно поместить в трубу или конус с неотражающим покрытием внутренней части, а саму трубу или конус максимально подвести к измеряемой поверхности.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ДИАПАЗОН

Второй основной характеристикой пирометра является диапазон температуры. Здесь следует отметить, что порой не всегда возможно измерить необходимую температуру в нужном спектральном диапазоне. К примеру, нельзя измерить температуру стекла при 30°C, поскольку световое излучение в данном случае слишком слабо, для того, чтобы его «увидел» пирометр. Если же нагреть стекло до больших температур, то, начиная с 50°C, пирометр уже сможет отслеживать температуру. Кроме того, при выборе пирометра найдите как можно более узкий диапазон. К примеру, не стоит выбирать пирометр с диапазоном 0...1000°C, если измеряемая Вами температура не превышает 500°C. Более правильным выбором будет диапазон -18...535°C.

ПОКАЗАТЕЛЬ ВИЗИРОВАНИЯ И ТИП ФОКУСА

Следующие характеристики пирометра касаются его оптики. Это показатель визирования и тип фокуса. Показатель визирования определяется как отношение расстояния между пирометром и измеряемой поверхностью к диаметру измеряемого светового пятна на этой поверхности. Обязательное правило – размер пятна не должен выходить за размер измеряемой площади. В противном случае показания пирометра будут нестабильными либо будет выдана «ошибка», поскольку пирометр рассчитывает среднюю температуру пятна. Если Вы выбрали пирометр с близким, стандартным или дальним фокусом, то для того, чтобы подсчитать диаметр пятна, разделите расстояние до объекта на числитель показателя визирования и умножьте на его знаменатель. Например, вы выбрали модель пирометра с показателем визирования 8:1 и хотите знать диаметр измеряемого пятна на расстоя-

нии 2 м. Получаем: $2 : 8 \times 1 = 0,25$ м. К сожалению, но такой расчет дает не совсем корректный ответ, так как порой световые лучи не всегда пропорционально расходятся под определенным углом. Например, как это часто бывает в случае с близким фокусом, лучи от пирометра сначала сходятся, а потом расходятся. В таком случае вам либо предоставляется диаграмма фокуса, либо сообщается расстояние до измеряемой поверхности, при котором диаметр пятна является минимальным. Если вы выбрали пирометр с фиксированным типом фокуса, то здесь рассчитывать не придется. Показатель визирования у пирометров с фиксированным фокусом означает, что вы обязаны разместить пирометр на указанном в показателе расстоянии, а не там, где вам того захочется. К примеру, если показатель визирования у пирометра с фиксированным фокусом 203:6,9 мм, это значит, что пирометр должен находиться на расстоянии 203 мм от измеряемой поверхности, и никак не ближе, и никак не далее. Размер измеряемого пятна при этом составит 6,9 мм.

ПОКАЗАТЕЛЬ ЧЕРНОТЫ (КОЭФФИЦИЕНТ ИЗЛУЧЕНИЯ)

Еще одна очень важная характеристика пирометра – показатель черноты. Этот коэффициент показывает, на сколько отличается измеряемая поверхность от идеально черной, равной 1. Соответственно и показатели черноты различных материалов могут находиться в диапазоне от 0,01 до 0,99.

К примеру, большинство органических материалов имеют показатель черноты, равный 0,95, в то время как металлы – 0,20 и менее. Для того чтобы определить показатель черноты конкретного материала, существует два метода. Первый – это найти показатель черноты по специальной таблице черноты материалов. В ней рассчитаны показатели черноты большинства существующих материалов. Однако следует учесть, что данные, приведенные в таблице, рассчитаны опытным путем для идеальных поверхностей, и не могут учитывать коррозию, окисление или неоднородность поверхности на практике. Существует и второй способ. Для этого нужно измерить температуру поверхности контактным способом, например переносным измерителем или градусником, и соответственно подкорректировать показатель черноты в пирометре. Представленный модельный ряд пирометров позволяет выбрать пирометры с входом под внешнюю термопару. Докупив переносную поверхностную термопару, пользователь сможет более точно подбирать данный показатель. На некоторых дешевых моделях пирометров показатель черноты является неизменяемым и предустановлен на значении 0,95.

ПОКАЗАТЕЛЬ ИНЕРЦИИ

Показатель инерции характеризует скорость измерения. У представленных в каталоге моделей данный показатель может достигать 25 мсек – скорость абсолютно недостижимая контактными средствами измерения температуры. Следует также учесть, что первое измерение пирометр, как правило, делает в два раза медленнее, чем последующие.

ПОГРЕШНОСТЬ

Все приведенные в каталоге значения данного показателя рассчитаны в лабораторных условиях на абсолютно черных телах и не учитывают практические реалии. Самыми точными являются двухцветные пирометры.

РАЗРЕШЕНИЕ И ДИСПЛЕЙ

Большинство пирометров имеют разрешение 0,1°C при температурах до 99,9°C, и 1°C – при температурах от 100°C и выше. У дешевых моделей дисплей, как правило, однострочный, у средних и дорогих – многострочный. Практически все дисплеи имеют подсветку.

ПРИЦЕЛЫ

Наиболее удобное средство для наводки на измеряемую поверхность. Лазерных прицелов существует несколько типов: «точка», «окружность» и «двойной». В некоторых моделях, к примеру, может быть и «точка», и «окружность». Основное отличие – в дальности наведения: «окружность» наводится на поверхности с расстояний до 7,5 м, «точка» и «двойной» – до 20–30 м. «Окружность» также приблизительно очерчивает площадь измеряемого пятна. Основное использование оптических прицелов – высокие температуры свыше 1200°C, поскольку на ярких и светящихся поверхностях лазерный луч не виден.

ТИПЫ ВЫХОДОВ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Часть моделей пирометров имеют следующие аналоговые выходы: термопарный типа J или K, 4–20 мА, 0–5 В. Более дорогие модели могут иметь стандартный дискретный дву- или однонаправленный выход RS-232, RS-485 или TTL для связи с компьютером. В зависимости от типа выходов модели могут иметь разные модификации. Программное обеспечение поставляется в зависимости от модели пирометра как бесплатно, так и платно. Единственным условием является наличие у модели пирометра выхода RS-232 или TTL. Программное обеспечение позволяет отслеживать температуру и строить графики в реальном времени, вести архивацию данных, устанавливать срабатывание аварийных сигнализаций, конвертировать архивные данные в текстовый формат или в формат MS Excel.

СИГНАЛИЗАЦИЯ МИН/МАКС

Функция, позволяющая установить заданное максимальное или минимальное значение, за пределами которого срабатывает звуковая либо визуальная сигнализация на пирометре. У стационарных моделей это также может быть релейный выход на аварийную сигнализацию.

ПАМЯТЬ ЗНАЧЕНИЙ

Означает наличие у пирометра электронной памяти последних значений измерения температуры. Стандартное количество запоминаемых значений 12 или 100. Практически все переносные модели имеют функцию вызова последнего значения или его задержки на ЖКИ-дисплее, память минимального и максимального значений. Модели среднего ценового диапазона и выше могут также рассчитывать среднее значение и вычислять разность между двумя последними значениями.

ФУНКЦИЯ ЛОГГЕРА

Позволяет работать пирометру в режиме самописца с предустановленным временем старта и интервалом записи. Если таковая функция отсутствует у пирометра, ее можно решить с помощью программного обеспечения при работе пирометра, подключенного к компьютеру через RS232/RS485-порт.

ВОЗДУШНАЯ ОЧИСТКА/ОХЛАЖДЕНИЕ

Данный аксессуар имеется только у стационарных пирометров и термопар. Это специальный штуцер, который накручивается на сенсор для подсоединения к нему трубки с охлаждающим/очищающим оптику воздухом от компрессора. Наличие данного аксессуара обязательно при использовании пирометра в загрязненных атмосферах. Единственное требование – подаваемый воздух должен быть чистым.

КОРПУС ДЛЯ ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

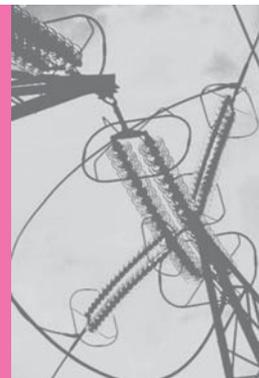
Представляет собой металлический корпус, в который помещается сенсор стационарного пирометра или термопары. В полые стенки корпуса подается охлаждающая вода.

ПИТАНИЕ

Переносные пирометры, как правило, оснащены батарейками 9 В, более дорогие модели – аккумуляторами. Стационарные инфракрасные пирометры в основном используют питание 12–24 В 20...500 мА. Инфракрасные термопары не требуют подающего питания (работают по тому же принципу, как и обычные контактные термопары).

По материалам компании «ПРОМИМПОРТ»

**В. Харечко,
Ю. Харечко**



НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ СТАНДАРТОВ КОМПЛЕКСА ГОСТ Р 50571 «ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ЗДАНИЙ»¹

ГОСТ Р 50571.20

ГОСТ Р 50571.20–2000 (МЭК60364-4-444–96) «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 44. Защита от перенапряжений. Раздел 444. Защита электроустановок от перенапряжений, вызванных электромагнитными воздействиями» разработан на основе стандарта МЭК60364-4-444² 1996 г. и введен в действие с 1 января 2002 г.

Стандарт содержит определения 35 терминов, многие из них имеются в ГОСТ Р 50571.18. Определения некоторых терминов содержат указанные выше ошибки и погрешности, в частности, «нейтральная проводящая часть» (нейтральный проводник), «система заземления» (заземляющая система), «тип системы заземления», «нулевой рабочий проводник». Помимо этого имеют место некорректные определения других терминов, о которых будет сказано ниже.

В стандарте еще более широкое применение

получил термин «нейтральная проводящая часть» (нейтральный проводник), использование которого исключает правильное понимание и выполнение его нормативных требований. Термин «открытая проводящая часть» в стандарте определен так: «доступная прикосновению нейтральная проводящая часть», несмотря на то что в ГОСТ Р 50571.18 дано более правильное определение этого термина – «доступная прикосновению проводящая часть, нормально не находящаяся под напряжением, но ко-

¹Продолжение, начало в журналах № 2 и 3, 2005 г.

²Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-4-44 1996 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-4-44 2003 г. «Электрические установки зданий. Часть 4-44. Защита для обеспечения безопасности. Защита от резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений» (IEC 60364-4-44 (2003-12) Electrical installations of buildings – Part 4-44: Protection for safety – Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances).

торая может оказаться под напряжением при повреждении изоляции».

Устройство защитного отключения (УЗО) определено в ГОСТ Р 50571.20 следующим образом: «коммутационный аппарат, размыкающий электрическую цепь при превышении током утечки этой цепи установленного значения (имеется в виду дифференциальный ток, т.е. часть общего тока утечки, которая возвращается к источнику питания, минуя коммутационный аппарат)». Цитированное определение не соответствует определениям УЗО, представленным в стандартах на это изделие (ГОСТ Р 50807, ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1). Рассматриваемое устройство следует определить так:

Устройство защитного отключения (УЗО) – контактный коммутационный аппарат, предназначенный включать, проводить и отключать электрические токи при нормальном состоянии электрической цепи, а также автоматически отключать электрическую цепь в случае, когда значение дифференциального тока достигает заданной величины в определенных условиях.

Кроме того, в цитированном определении необоснованно использован термин «ток утечки», который часто ошибочно используют вместо терминов «ток замыкания на землю» и «дифференциальный ток». Ток утечки всегда имеет место в электрически неповрежденной цепи. Поэтому характеристики УЗО должны согласовываться с суммарным током утечки таким образом, чтобы он не приводил к ложному срабатыванию устройства. Устройство защитного отключения прежде всего предназначено для выявления в защищаемых им электрических цепях тока замыкания на землю и оценки его значения с помощью так называемого дифференциального тока, который равен векторной сумме токов, протекающих в главной цепи УЗО.

В рассматриваемом стандарте определен новый термин «функциональный заземляющий проводник (FE-проводник)» – «заземляющий проводник в электроустановке до 1 кВ, обеспечивающий нормальное функционирование аппарата, на корпусе которого по требованию разработчика не должен присутствовать даже малейший электрический потенциал (иногда для этого требуется наличие отдельного электрически независимого заземлителя)», который, как указано в стандарте, обозначает специальный вид заземляющих проводников в электроустановках зданий, предназначенных для обеспечения нормального функционирования некоторых видов электрооборудования. Для выполнения этих проводников иногда может потребоваться монтаж отдельного заземляющего устройства электроустановки здания, которое имеет электрически независимый заземлитель.

Однако в Международном электротехническом словаре (в стандарте МЭК 60050-195) термин

«функциональный заземляющий проводник» (functional earthing conductor) определен иначе: «заземляющий проводник, предусмотренный для функционального заземления». Поэтому в национальной нормативной документации целесообразно использовать следующее определение указанного проводника:

Функциональный заземляющий проводник – проводник, предназначенный для выполнения функционального заземления.

В тексте рассматриваемого стандарта встречается необоснованная замена термина «электроустановка здания» термином «электроустановка до 1кВ». Даже в наименовании рассматриваемого стандарта (в наименовании раздела 444) говорится об электроустановках вообще, в то время как в наименовании этого раздела на английском языке сказано об электроустановках зданий (installations of buildings). Электроустановка здания не является электроустановкой до 1000 В, так как в ее составе могут быть электрические цепи постоянного тока напряжением до 1500 В включительно.

ГОСТ Р 50571.20 устанавливает требования по обеспечению защиты электроустановок зданий от перенапряжений, которые могут быть вызваны электромагнитными воздействиями, возникающими при работе электрооборудования, создающего мощные электромагнитные поля, а также электромагнитным излучением, появляющимся при переходных процессах в электрических цепях, характеризующихся высокой скоростью нарастания тока. Подобные переходные процессы возникают в электроустановках зданий в момент включения мощного электрооборудования, возникновения коротких замыканий и др. Перенапряжения, обусловленные указанными электромагнитными излучениями, могут сопровождаться серьезными нарушениями в работе информационных, вычислительных и технологических систем, и даже выводить из строя отдельные их элементы.

В стандарте установлены следующие общие требования, которыми необходимо руководствоваться при проектировании, монтаже и эксплуатации электроустановок зданий с целью уменьшения уровня воздействия электромагнитного излучения на электрооборудование, содержащее электронные компоненты:

выполнение локализации потенциальных источников электромагнитного излучения относительно чувствительного электрооборудования, а также локализации чувствительного электрооборудования относительно этих источников;

установка фильтров и (или) защитных устройств от перенапряжений в электрических цепях, по которым подается питание на чувствительное электрооборудование, а также выбор для электрических цепей защитных устройств со специальными временными характеристиками срабатывания с

целью устранения нежелательных отключений или переходных процессов;

выполнение уравнивания потенциалов между металлическими корпусами и экранирующими устройствами;

выполнение системы уравнивания потенциалов, охватывающей сторонние проводящие части, а также осуществление ввода металлических трубопроводов (воды, газа, отопления и др.) и кабелей (электропитания, телефона и др.) в здание в одном месте;

надлежащее отделение (расстоянием или экранированием) силовых и сигнальных кабелей и прокладка кабелей под прямым углом друг к другу, а также отделение указанных кабелей от вертикальных токоотводящих спусков системы молниезащиты здания;

устранение индуктивных петель путем соответствующей прокладки проводов различных систем, использование экранированных и (или) скрученных пар сигнальных кабелей, минимизация соединений и др.

Требования стандарта не допускают выполнение электроустановок зданий с типом заземления системы TN-C. При типе заземления системы TN-C-S в подобных электроустановках зданий разделение PEN-проводника следует проводить на вводе в электроустановку здания. В электроустановках зданий должны использоваться защитные проводники (PE), функциональные заземляющие проводники (FE) и нулевые рабочие проводники (N), которые подключают к заземляющему устройству до точки ввода. В стандарте перечислены также следующие технические мероприятия, которые позволяют значительно снизить отрицательное воздействие электромагнитной индукции на чувствительное электрооборудование и сигнальные кабели или полностью ее устранить:

использование волоконно-оптических кабелей для сигнальных соединений;

применение оборудования класса II;

подключение чувствительного электрооборудования ко вторичным обмоткам разделительных трансформаторов;

выполнение электропроводок таким образом, чтобы минимизировать площадь, охваченную витками, образованными питающими и сигнальными кабелями.

ГОСТ Р 50571.21

ГОСТ Р 50571.21–2000 (МЭК 60364-5-548–96) «Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Раздел 548. Заземляющие устройства и системы уравнивания электрических потенциалов в электроустановках, содержащих оборудование обработки информации» разработан на основе стандарта

МЭК 60364-5-548³ 1996 г. и введен в действие с 1 января 2002 г.

В стандарте используется новый термин «функциональное заземление», который определен так: «заземление для обеспечения нормального функционирования аппарата, на корпусе которого по требованию разработчика не должен присутствовать даже малейший электрический потенциал (иногда для этого требуется наличие отдельного электрически независимого заземлителя)». Однако в Международном электротехническом словаре (в стандарте МЭК 60050-195) термин «функциональное заземление» (functional earthing) определен следующим образом: «заземление точки или точек в системе или в установке, или в оборудовании для целей иных, чем электрическая безопасность». Поэтому в национальной нормативной документации целесообразно использовать следующее определение рассматриваемого термина:

Функциональное заземление – заземление проводящих частей электрооборудования или электроустановки здания, выполняемое для целей иных, чем обеспечение электробезопасности.

В нормативной документации вместо наименования термина «функциональное заземление» используют наименование термина «рабочее заземление», которое целесообразно постепенно исключить из национальной нормативной документации.

Термин «функциональный заземляющий проводник (FE-проводник)» определен в стандарте иначе, чем в ГОСТ Р 50571.20: «заземляющий проводник в электроустановке до 1 кВ, служащий для функционального заземления». Цитируемое определение также не соответствует Международному электротехническому словарю. Функциональный заземляющий проводник должен быть определен иначе – как указано выше.

В ГОСТ Р 50571.21 определен новый термин «совмещенный защитный и функциональный заземляющий проводник (PEF-проводник)» – «проводник в электроустановке до 1 кВ, совмещающий в себе функции защитного и функционального заземляющего проводников». Наименование и определение

³ По данным Международной электротехнической комиссии, требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-5-548 1996 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-5-54 2002 г. «Электрические установки зданий. Часть 5-54. Выбор и установка электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов» (IEC 60364-5-54 (2002-06) Electrical installations of buildings – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors). Однако в предисловии к стандарту МЭК 60364-5-54 указано, что он включает в себя лишь некоторые пункты стандарта МЭК 60364-5-548 и поправки к нему 1998 г.

этого термина также отличаются от информации в Международном электротехническом словаре. В стандарте МЭК 60050-195 определен термин «защитный заземляющий и функциональный заземляющий проводник» («protective earthing and functional earthing conductor») – «проводник, совмещающий функции как защитного заземляющего проводника, так и функционального заземляющего проводника». Для применения в национальной нормативной документации можно рекомендовать следующие наименование и определение рассматриваемого термина:

Совмещенный защитный заземляющий и функциональный заземляющий проводник – проводник, выполняющий функции защитного заземляющего и функционального заземляющего проводников.

Стандарт содержит определения 38 терминов, многие из которых имеются в ГОСТ Р 50571.18 – ГОСТ Р 50571.20. Эти термины содержат ошибки и погрешности, о которых было сказано выше.

Заземление электроустановок и электрооборудования обработки информации, как указано в требованиях п.548.2 ГОСТ Р 50571.21, прежде всего выполняется для обеспечения защиты от поражения электрическим током, а также для обеспечения надежной их работы. С помощью заземления обеспечивают защиту от электролитической коррозии, от больших обратных токов по функциональным заземляющим проводникам и по защитным проводникам, а также электромагнитную совместимость электроустановки и электрооборудования обработки информации за счет включения их в единую систему уравнивания потенциалов.

При использовании системы ЗСНН (см. подраздел 411 ГОСТ Р 50571.3) требования стандарта допускают выполнение функционального заземления путем использования защитного проводника (PE) электрической цепи питания электрооборудования обработки информации. Допускается также объединять функциональный заземляющий проводник (FE) и защитный проводник (PE) в один специальный проводник и присоединять его к главной заземляющей шине.

Для предотвращения или минимизации электромагнитных воздействий на электрооборудование обработки информации или другое электрооборудование, чувствительное к помехам, в электроустановках зданий следует использовать отдельные защитные проводники (PE) и нулевые рабочие проводники (N) после ввода в электроустановку здания. То есть электроустановка здания должна соответствовать типу заземления системы TN-S (или TN-C-S при условии разделения PEN-проводника на вводе в электроустановку здания). Использование системы TN-C не допускается, так как электрические токи, вызванные несимметричной нагруз-

кой в трехфазных электрических цепях, протекают по PEN-проводникам, сторонним проводящим частям, экранам и оболочкам кабелей, а также по проводникам, предназначенными для обмена информацией, и вызывают появление помех.

С целью подсоединения к главной заземляющей шине электроустановки обработки информации самым коротким путем главную заземляющую шину электроустановки здания можно удлинять, присоединяя к ней проводящие части, выполненные из того же металла и того же сечения, что и главная заземляющая шина (п.548.7.1 стандарта). Проводник заземляющей шины целесообразно монтировать в виде замкнутого контура по стенам помещения. Он должен быть доступным для присоединений и иметь малое сопротивление.

К проводнику заземляющей шины можно подсоединить:

- проводники основного и дополнительного уравнивания потенциалов;
- проводящие экраны, оболочки, бронирующие покрытия телекоммуникационных кабелей или телекоммуникационного оборудования;
- проводники уравнивания потенциалов железнодорожных систем;
- заземляющие проводники для устройств защиты от перенапряжений;
- проводники заземления антенн радиосвязи;
- проводник заземления заземленной системы источника питания постоянного тока для оборудования информационных технологий;
- функциональные заземляющие проводники;
- проводники системы молниезащиты здания.

В ГОСТ Р 50571.21 установлены требования к выполнению функционального уравнивания потенциалов, которое может объединять проводники, оплетки кабелей, металлоконструкции зданий, металлические корпуса для прокладки электропроводок, сетки, выравнивающие электрические потенциалы. Сечение, форма, протяженность и другие характеристики проводников функционального уравнивания потенциалов зависят от частотного диапазона системы обработки информации, преобладания электромагнитной среды и характеристик устойчивости рабочей частоты оборудования. Сечение проводника функционального уравнивания потенциалов, соединяющего открытые проводящие части двух единиц электрооборудования, должно отвечать требованиям п.547.1.2 ГОСТ Р 50571.10 к проводникам дополнительного уравнивания потенциалов.

Сечение проводников функционального заземления следует выбирать с учетом возможных токов повреждения, которые могут протекать по ним. При этом необходимо также учитывать протекание электрического тока в нормальном режиме электроустановки здания и падение напряжения в этом проводнике. Защитные проводники, которые соеди-

няют устройства защиты от перенапряжения с главной заземляющей шиной, должны быть короткими и прямыми для снижения их активного и индуктивного сопротивлений.

В рассматриваемом стандарте также установлены требования к совмещенным защитным и функциональным заземляющим проводникам, которые должны отвечать требованиям, предъявляемым ГОСТ Р 50571.10 к защитным проводникам и требованиям ГОСТ Р 50571.21 к функциональным заземляющим проводникам. Падение напряжения в указанных проводниках в установившемся режиме должно быть не более 1 В. В качестве совмещенных защитных и функциональных заземляющих проводников могут быть использованы проводящие части, перечисленные в п.543.2.1 ГОСТ Р 50571.10. При этом должна быть обеспечена непрерывность электрических цепей проводников, выполненных из совокупности проводящих частей.

ГОСТ Р 50571.22

ГОСТ Р 50571.22–2000 (МЭК 60364-7-707–84) «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 707. Заземление оборудования обработки информации» разработан на основе стандарта МЭК 60364-7-707 1984 г. и введен в действие с 1 января 2002 г.

В ГОСТ Р 50571.22 приведены определения 35 терминов, большинство которых имеется в ГОСТ Р 50571.18 – ГОСТ Р 50571.21. Термины содержат ошибки и погрешности, о большинстве из которых было сказано выше. В частности, в стандарте дано следующее неправильное определение термина «открытая проводящая часть: Доступная прикосновению проводящая часть». Цитированному определению соответствует большинство сторонних проводящих частей, а также многие токоведущие части, так как и сторонние проводящие части, и токоведущие части являются проводящими частями. Открытой проводящей частью является не просто доступная прикосновению проводящая часть, а такая доступная прикосновению проводящая часть электроустановки здания или электрооборудования, которая нормально не находится под напряжением, но может оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции опасных токоведущих частей.

Рассматриваемый стандарт устанавливает специальные требования по выполнению заземления в электроустановках зданий, содержащих оборудование обработки информации, к которому относятся оборудование по обработке и подготовке данных, персональные компьютеры, дисплеи, абонентские пункты, аппаратура окончания канала данных, печатающие устройства, средства связи и др.

Требования стандарта распространяются на

части электроустановок зданий, содержащие оборудование обработки информации, которое подключено к электрическим цепям с помощью штепсельных розеток и имеет токи утечки, превышающие значения, установленные в ГОСТ Р 50377 «Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование», а также оборудование, токи утечки которого не превышают значения, установленные в ГОСТ Р 50377. Требования ГОСТ Р 50571.22 распространяются также на другие электроустановки, к которым подключают оборудование со значительными токами утечки, например, аппаратуру управления, средства связи и др.

В рассматриваемом стандарте изложены требования по обеспечению дополнительной защиты людей от поражения электрическим током, когда в электроустановке здания установлено оборудование обработки информации со значительными токами утечки (под такими токами в п.707.471.3.3 ГОСТ Р 50571.22 понимают токи утечки более 0,01А). В этих условиях стандарт предусматривает три варианта присоединения оборудования к электроустановке здания, требования к которым изложены в пунктах 707.471.3.3.1 – 707.471.3.3.3. Пункт 707.471.3.3.1 устанавливает требования к цепям защиты высокой надежности:

«Защитные проводники должны иметь наибольшее сечение в соответствии с разделом 543 ГОСТ Р 50571.10 или удовлетворять одному из следующих требований:

а) иметь сечение не менее 10 мм² в случае одного независимого защитного проводника или не менее 4 мм² каждый в случае двух проводников с независимыми соединениями оборудования.

Примечание – провода сечением 10 мм² и более могут быть из алюминия;

б) сумма сечений всех проводов кабеля должна быть не менее 10 мм², если защитные проводники вместе с питающими проводами входят в состав одного кабеля с многопроволочными жилами;

с) иметь сечение не менее 2,5 мм², когда защитные проводники подсоединяются параллельно с металлическим трубопроводом, жестким или гибким ... , обеспечивающим непрерывность цепи тока;

д) быть составленными из металлических трубопроводов, жестких и гибких, металлических коробов и каналов для скрытой электропроводки, экранов и металлической брони кабелей, удовлетворяющих требованиям пункта 543.2.1 ГОСТ Р 50571.10.

Любой из выше приведенных проводников должен удовлетворять другим требованиям раздела 543 ГОСТ Р 50571.10».

Прочитываемые требования сформулированы таким образом, что их выполнение приводит к

несопоставимым результатам. С одной стороны, рассматриваемые защитные проводники должны соответствовать требованиям раздела 543 ГОСТ Р 50571.10, в подразделе 543.1 которого изложены требования к минимальному сечению защитных проводников. Эти требования допускают наличие единственного защитного проводника сечением 1,5 мм², если он представляет собой одну из жил многожильного кабеля, подключенного к оборудованию обработки информации. С другой стороны, требования, изложенные в а) – д), не допускают использование защитного проводника такого сечения. Возможно при подготовке текста рассматриваемого стандарта в его п.707.471.3.3.1 была допущена какая-то ошибка, предопределившая указанные противоречия в нормативных требованиях.

Частично раскрыть неопределенность нормативных требований можно с помощью нового стандарта МЭК 60364-5-54 2002 г., на основе предыдущей редакции которого, датированной 1980 г., был разработан ГОСТ Р 50571.10. Стандарт МЭК 60364-5-54 2002 г. дополнен подразделом 543.7, в котором сформулированы требования к усиленным защитным проводникам, предусматривающим протекание по ним токов защитного проводника более 0,01А. Эти требования допускают следующие два способа выполнения защитных проводников:

«или защитный проводник должен иметь площадь поперечного сечения, по крайней мере, 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию по всей его длине;

или должен использоваться второй защитный проводник, по крайней мере, той же самой площади поперечного сечения, как требуется для защиты от косвенного прикосновения. Этот проводник должен быть положен до точки, где защитный проводник имеет площадь поперечного сечения не меньше чем 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию. Электроприемник должен иметь отдельный вывод для подключения второго защитного проводника».

Пункт 707.471.3.3.2 ГОСТ Р 50571.22 устанавливает требования к осуществлению контроля над целостностью «цепей заземления» и выполнению автоматического отключения питания оборудования обработки информации в случае разрыва «цепи защиты».

Пункт 707.471.3.3.3 стандарта предусматривает применение разделительных трансформаторов, ко вторичным обмоткам которых подключают оборудование обработки информации. На рисунке А.2 приложения «А» стандарта представлена схема подключения рассматриваемого оборудования через разделительный трансформатор (см. рис.1). Открытые проводящие части оборудования (их экраны) должны быть подключены к защитным проводни-

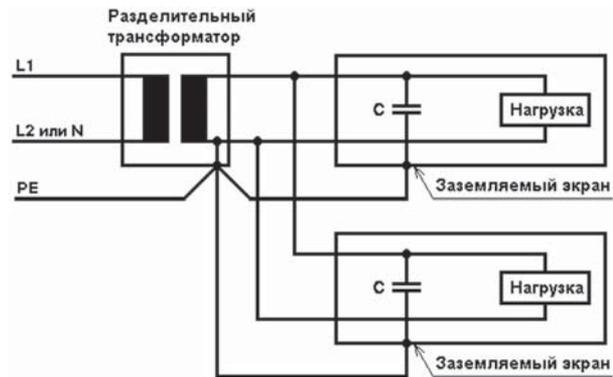


Рис.1. Схема подключения оборудования обработки информации через разделительный трансформатор (С – помехоподавляющий конденсатор)

кам в соответствии с требованиями п.707.471.3.3.1 или п.707.471.3.3.2.

В рассматриваемом стандарте сформулированы дополнительные требования для систем ТТ, когда электрическая цепь с оборудованием обработки информации защищена устройством защитного отключения. Ток утечки I_1 (А), сопротивление заземляющего устройства открытых проводящих частей R_A (Ом) и номинальный отключающий дифференциальный ток УЗО $I_{\Delta n}$ (А) должны удовлетворять следующему условию (в стандарте отсутствует расшифровка обозначения U_L):

$$I_1 \leq \frac{I_{\Delta n}}{2} \leq \frac{U_L}{2R_A}$$

Если это условие не может быть выполнено, стандарт предписывает подключать оборудование обработки информации ко вторичным обмоткам разделительных трансформаторов.

Выполнение указанного условия позволяет исключить ложные срабатывания УЗО из-за больших токов утечки. Однако оно справедливо только для синусоидальных токов. Если в защитном проводнике появляется пульсирующий постоянный ток утечки, устройство защитного отключения может сработать при меньших значениях тока утечки, например превышающих $0,11I_{\Delta n}$.

В рассматриваемом стандарте также изложены дополнительные требования для системы IT, в соответствии с которыми оборудование обработки информации со значительными токами утечки целесообразно подключать через разделительный трансформатор. Если можно выполнить условия п.413.1.5.3 ГОСТ Р 50571.3, указанное оборудование может быть подключено без трансформатора. При этом следует убедиться, что оборудование подготовлено для использования в системе IT в соответствии с инструкциями изготовителя.

Из-за больших токов утечки в заземляющем устройстве электроустановки здания возможны отказы в работе оборудования обработки информации. Поэтому открытые проводящие части этого оборудования должны быть соединены с главной заземляющей шиной. В исключительных случаях, когда значение тока утечки на главной заземляющей шине не может быть уменьшено до приемлемого уровня, электроустановка здания рассматривается как особый случай.

ГОСТ Р 50571.23

ГОСТ Р 50571.23–2000 (МЭК 60364-7-704–89) «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 704. Электроустановки строительных площадок» разработан на основе стандарта МЭК 60364-7-704⁴ 1989 г. и введен в действие с 1 января 2002 г.

ГОСТ Р 50571.23 содержит определения 30 терминов, которые имеются в ГОСТ Р 50571.18 – ГОСТ Р 50571.22. Некоторые определения содержат ошибки и погрешности, о которых было сказано выше.

В стандарте установлены специальные требования по обеспечению защиты людей от поражения электрическим током в специальных электроустановках, которые используются на строительных площадках. Требования стандарта распространяются на временные электроустановки, предназначенные: для возведения новых зданий, ремонта, реконструкции, для расширения или сноса существующих зданий; для выполнения коммунальных инженерных работ; для проведения земляных работ; а также для осуществления других работ подобного рода.

В п.704.471 ГОСТ Р 50571.23 изложены требования к применению мер защиты от поражения электрическим током. В частности здесь сказано: «В дополнение к разделу 471⁵ применяют следующие правила. Если защита персонала от косвенного (непрямого) контакта обеспечивается за счет автоматического отключения энергии (например, с помощью УЗО) или определенной системой заземления и выравнивания электрических потенциалов, соответствующей требованиям пункта 413.1⁶, стандартное напряжение U_L снижается до 25 В переменного тока и 60 В слабопульсирующего постоянного тока Штепсельные розетки должны быть предохранены путем применения устройств защитного отключения с током срабатывания не более 30мА (412.5) либо подачей сверхнизкого напряжения (411.1), либо подключением к электрически независимому участку сети, получающему питание от разделительного трансформатора (413.5)».

В процитированных требованиях имеются многочисленные ошибки и погрешности. Во-первых,

вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» в нормативных требованиях неправомерно использовано словосочетание «ток срабатывания». Мера защиты от косвенного прикосновения «автоматическое отключение питания» имеет искаженное наименование – «автоматическое отключение энергии». В требованиях говорится о выравнивании электрических потенциалов, а в других стандартах комплекса ГОСТ Р 50571 речь идет об уравнивании электрических потенциалов. В требованиях также сказано о стандартном напряжении U_L , которое должно снижаться до 25 В переменного тока и 60 В постоянного тока Однако отсутствует расшифровка этого напряжения. Можно предположить, что в условиях повышенной опасности поражения электрическим током защитное устройство должно отключать электрическую цепь, в которой имеется аварийное электрооборудование класса I при появлении на его открытых проводящих частях напряжения более 25 В переменного тока и 60 В постоянного тока.

Во-вторых, в анализируемых требованиях следует указать стандарты, на раздел и подразделы которых сделаны ссылки (ГОСТ Р 50571.8 и ГОСТ Р 50571.3), а также правильно проименовать меры защиты от поражения электрическим током: защита посредством систем БСНН и ЗСНН (п.411.1);

дополнительная защита посредством устройства защитного отключения (п.412.5);

автоматическое отключение питания (п.413.1);

электрическое разделение цепей (п.413.5).

В-третьих, рассматриваемые требования предписывают применение устройств защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А для защиты групповых электрических цепей штепсельных розеток в качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении. Нормативные требования также предполагают использование УЗО в качестве защитного устройства в составе автоматического отключения питания. При этом УЗО должны срабатывать при появлении на открытой проводящей части какого-то аварийного электроприемника класса I напряжения, превышающего 25 В переменного тока и 60 В постоянного

⁴Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-7-704 1989 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-7-704 1999 г. «Электрические установки зданий. Часть 7. Требования к специальным установкам или помещениям. Раздел 704. Установки на местах строительства и сноса зданий» (IEC 60364-7-704 (1999-05) Electrical installations of buildings – Part 7: Requirements for special installations or locations – Section 704: Construction and demolition site installations).

⁵Указанный раздел содержит ГОСТ Р 50571.8.

⁶Здесь дана ссылка на подразделы ГОСТ Р 50571.3.

тока. В условиях протекания постоянных токов замыкания на землю корректно работают только УЗО типа В, общие требования к которым содержатся в ГОСТ Р 50807. УЗО бытового назначения по ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 и не бытового назначения по ГОСТ Р 50030.2 могут быть типов АС и А. Такие УЗО не предназначены для отключения постоянных токов замыкания на землю, которые появляются в электрических цепях постоянного тока при замыкании на землю какой-либо токоведущей части.

В рассматриваемом стандарте изложены требования к выбору и установке электрооборудования (подраздел 704.5). Все низковольтные распределительные устройства, установленные на строительных площадках, должны отвечать требованиям ГОСТ Р 51321.4–2000 (МЭК 60439-4–90) «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 4. Дополнительные требования и методы испытаний устройств распределения и управления для строительных площадок» (этот стандарт следует применять в совокупности с ГОСТ Р 51321.1–2000 (МЭК 60439-1–92) «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний»). Электрооборудование должно иметь степень защиты не менее IP44.

На вводе в каждое низковольтное распределительное устройство электроустановки строительной площадки должны быть установлены коммутационное и защитное устройства. Эти устройства должны быть предусмотрены и на вводах кабелей в каждый узел распределительного устройства. Распределительные устройства должны также содержать устройства защиты от сверхтока, устройства, обеспечивающие защиту людей от поражения электрическим током, и штепсельные розетки. Распределительные устройства должны иметь средства, позволяющие отключать токоведущие части, которые находятся под напряжением. Эти средства должны быть оснащены запорными устройствами или размещены внутри запирающихся шкафов. Штепсельные розетки должны устанавливаться либо внутри распределительных устройств, либо снаружи – на их стенках.

Электропроводки на строительной площадке должны быть смонтированы так, чтобы исключить деформацию свободных концов кабелей. Для умень-

шения опасности кабели электропроводок не должны пересекать автомобильные или пешеходные пути на строительных площадках. Если этого нельзя избежать, то следует выполнять механическую защиту электропроводок, исключающую механическое повреждение ее кабелей, а также контакты кабелей со строительной техникой.

ГОСТ Р 50571.24

ГОСТ Р 50571.24–2000 (МЭК 60364-5-51–97) «Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 51. Общие требования» разработан на основе стандарта МЭК 60364-5-51⁷ 1997 г. и введен в действие с 1 января 2002 г.

ГОСТ Р 50571.24 устанавливает общие требования и правила по выбору и монтажу электрооборудования, которые позволяют обеспечить надежное и безопасное функционирование электроустановок зданий.

Электрооборудование, применяемое в электроустановке здания, должно соответствовать требованиям стандартов. В противном случае электрооборудование должно выбираться по соглашению между заказчиком и монтажной организацией.

Такие характеристики электрооборудования, как напряжение, ток, частота и мощность должны соответствовать условиям его применения в электроустановке здания в нормальном и аварийном режимах. Электрооборудование не должно оказывать вредного воздействия на другое оборудование, в том числе при выполнении коммутации.

В ГОСТ Р 50571.24 даны общие требования по выбору и монтажу электрооборудования в зависимости от внешних воздействующих факторов окружающей среды (окружающая температура, атмосферная влажность, высота над уровнем моря, наличие воды и посторонних твердых частиц и др.). Классификация внешних воздействующих факторов, приведенная в таблице 51А «Внешние воздействующие факторы (ВВФ) окружающей среды» рассматриваемого стандарта, аналогична классификации, указанной в таблицах раздела 32 «Классификация внешних условий» ГОСТ Р 50571.2 (см. начало настоящей статьи).

Все электрооборудование, установленное в электроустановке здания, в том числе в оболочках, должно быть доступным для обслуживания. Способы размещения электрооборудования не должны ухудшать условий его функционирования.

Электропроводка должна иметь маркировку, указывающую испытания, ремонт или ее замену. Нейтральные (нулевые рабочие) и защитные проводники должны иметь маркировку в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50462–92 (МЭК 446–89) «Идентификация проводников по цветам или цифровым обозначениям»⁸. Изоли-

⁷Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-5-51 1997 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-5-51 2005 г. «Электрические установки зданий. Часть 5–51. Выбор и монтаж электрооборудования. Общие правила» (IEC 60364-5-51 (2005-04) Electrical installations of buildings – Part 5-51: Selection and erection of electrical equipment – Common rules).

⁸Изолированные защитные проводники должны быть маркированы комбинацией желтого и зеленого цветов, а нулевые рабочие проводники – голубым цветом.

рованные PEN-проводники должны иметь следующую маркировку (она также предусмотрена ГОСТ Р 50462):

желто-зеленым цветом по всей длине и дополнительно голубым цветом на их концах;

голубым цветом по всей длине и дополнительно желто-зеленым цветом на их концах.

Защитные устройства должны устанавливаться и маркироваться в низковольтных распределительных устройствах так, чтобы их можно было легко распознать. При необходимости отдельные части электроустановки здания обеспечиваются схемами, диаграммами и таблицами, в которых может содержаться информация о типе и составе электрических цепей, о характеристиках защитных и коммутационных устройств и др.

Электрооборудование должно быть выбрано и смонтировано так, чтобы оно не оказывало вредного влияния на здание, его элементы и установленное в здании неэлектрическое оборудование. Если поверхность здания металлическая, к ней нужно присоединить защитный проводник или защитный проводник уравнивания потенциалов. Установка электрооборудования на горючей поверхности здания допускается при отделении его от поверхности с помощью промежуточного слоя из изоляционного материала, имеющего индекс горючести FH1 по ГОСТ Р 50695–94 (МЭК 707–81) «Методы определения воспламеняемости твердых электроизоляционных материалов при воздействии источника зажигания».

При выборе электрооборудования следует обеспечивать его электромагнитную совместимость. Для этого электрооборудование нужно выбирать с достаточно низким уровнем излучения. При необходимости должны быть установлены средства подавления электромагнитных помех.

ГОСТ Р 50571.25

ГОСТ Р 50571.25–2001 «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Электроустановки зданий и сооружений с электрообогреваемыми полами и поверхностями» введен в действие с 1 июля 2002 г. Расматриваемый стандарт пока не имеет аналога – стандарта МЭК. Однако Международная электротехническая комиссия в настоящее время разрабатывает стандарт МЭК 60364-7-753 «Электрические установки зданий. Часть 7-753. Требования к специальным установкам или помещениям. Системы обогрева пола и потолка» (IEC 60364-7-753: Requirements for special installations or locations – Floor and ceiling heating systems»).

В ГОСТ Р 50571.25 представлены определения 25 новых терминов по системам отопления и их элементам. Кроме того, в стандарте даны сле-

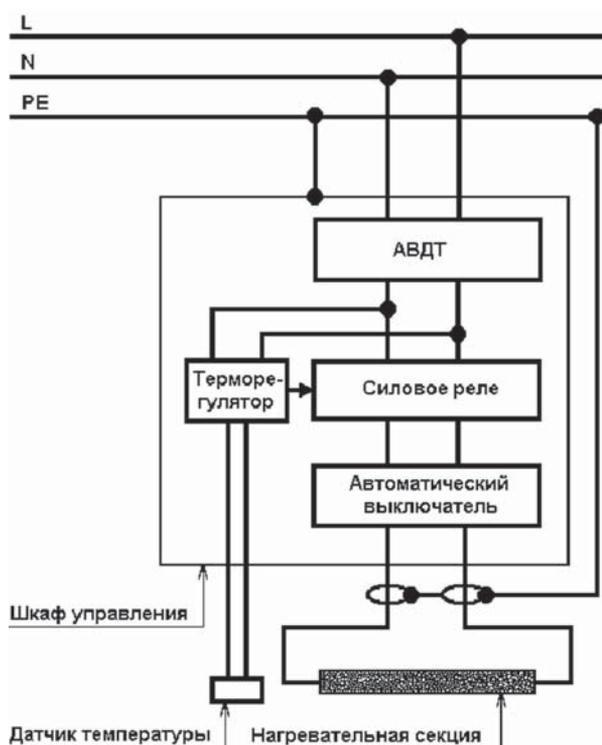


Рис.2. Схема подключения установки электрообогрева

дующие «модернизированные» наименования и определения терминов:

«система заземления электрической сети (заземляющая система электрической сети; система заземления; заземляющая система): совокупность заземляющего устройства подстанции, заземляющего устройства открытых проводящих частей потребителя и нейтрального (иногда фазного) проводника в электроустановке напряжением до 1 кВ»;

«тип системы заземления электрической сети (тип электрической сети): показатель, характеризующий отношение к земле нейтрали (или фазы) трансформатора на подстанции и открытых проводящих частей у потребителя, а также устройство нейтрального проводника ...».

Процитированные определения еще более запутывают специалистов, которые пытаются осмыслить суть понятий «система распределения электроэнергии» и «тип заземления системы» (см. начало настоящей статьи, где рассматриваются требования ГОСТ Р 50571.2).

В стандарте установлены общие требования и правила к конструкции, параметрам и маркировке электронагревательных секций, к выбору, проектированию и монтажу электрооборудования, предназначенному для выполнения в зданиях электрообогреваемых полов и других поверхностей.

Раздел 5 ГОСТ Р 50571.25 содержит требования по защите от поражения электрическим током,

которые допускают применение типов заземления системы TN-C, TN-S, TN-C-S, TT и IT. Принципиальные схемы подключения установок электрообогрева приведены на рисунках В.1–В.5 приложения «В» стандарта, общий фрагмент которых представлен на рис.2.

Требования стандарта предусматривают широкое использование устройств защитного отключения для защиты от поражения электрическим током:

«5.3 Основной защитой от поражения электрическим током в электроустановках распределенного электрообогрева является двойная или усиленная изоляция токоведущих частей распределенных электронагревательных элементов (нагревательных и вспомогательных жил электронагревательного кабеля, токоведущих частей монтажных концов, нагревательных пленок, токоведущих элементов электронагревательных пластин). Дополнительной защитой является применение автоматических выключателей дифференциального тока (АВДТ) по ГОСТ Р 51327.1 и выключателей дифференциального тока (ВДТ) по ГОСТ Р 51326.1 с металлической оплеткой или с повивом брони электронагревательного кабеля, экранированным слоем электронагревательной пленки (пластины) или УВЭП⁹ ...»

5.4 Использование ВДТ без аппаратов защиты от сверхтоков, установленных до ВДТ (считая по направлению от источника питания), не допускается.

5.5 Номинальный отключающий дифференциальный ток автоматических выключателей дифференциального тока не должен превышать 30мА».

В требованиях, которые стандарт предъявляет к установкам электрообогрева, также предусмотрено использование устройств защитного отключения:

«8.3 Питание установок распределенного электрообогрева от электрической сети должно осуществляться через устройство защитного отключения и автоматический выключатель. В обоснованных случаях, например при использовании защитного выравнивания электрических потенциалов с параметрами, обеспечивающими безопасные значения напряжений прикосновения и шаговые напряжения, и в ряде других случаев от применения ВДТ и АВДТ можно отказаться. ВДТ и АВДТ являются обязательными для установок распределенного электрообогрева во влажных помещениях, где человек может находиться без обуви на мокром полу, например в душевых, а также там, где не исключено механическое повреждение пола, например в животноводческих помещениях.

8.8 Шкаф управления установкой распределенного электрообогрева должен содержать входной

⁹В стандарте аббревиатурой УВЭП обозначено устройство выравнивания электрических потенциалов.

автомат или выключатель, выбираемый по номинальному току, автоматический выключатель дифференциального тока или выключатель дифференциального тока, рассчитанный на максимальный пропускаемый ток, регулятор температуры с программирующей аппаратурой, управляемую от регулятора температуры и подающую напряжение на электронагревательные секции, защитный автомат, выбираемый по быстродействию из условия селективности с времятоковой характеристикой, позволяющей защитить установку при коротких замыканиях и перегрузках в результате выхода электронагревателей из строя. ВДТ и АВДТ должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1».

В процитированных требованиях допущено большое число ошибок. Во-первых, в требованиях неправомерно использованы наименования устройств защитного отключения «автоматический выключатель дифференциального тока» и «выключатель дифференциального тока» вместо следующих наименований УЗО, установленных стандартами, на которые даны многочисленные ссылки в тексте ГОСТ Р 50571.25:

автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков (ВДТ) по ГОСТ Р 51326.1–99 (МЭК 61008-1–96) «Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков. Часть 1. Общие требования и методы испытаний»;

автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков (АВДТ) по ГОСТ Р 51327.1–99 (МЭК 61009-1–96) «Выключатели автоматические, управляемые дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков. Часть 1. Общие требования и методы испытаний».

В требованиях п.8.8 ГОСТ Р 50571.25 также использованы жаргонные наименования автоматического выключателя – «автомат» и «защитный автомат».

Во-вторых, требования по защите от поражения электрическим током сформулированы в стандарте иначе, чем это предусмотрено ГОСТ Р 50571.3 (см. начало настоящей статьи), хотя на этот стандарт имеются ссылки в п.5.10 и 9.16 ГОСТ Р 50571.25. В п.5.3 стандарта нормативные требования сформулированы крайне неудачно. Из них следует, что УЗО имеет металлическую оплетку!

Анализируемые требования предписывают защищать электронагревательное оборудование, смонтированное в полы и другие поверхности здания, устройствами защитного отключения с номи-

нальным отключающим дифференциальным током до 0,03А. В том случае, если УЗО не имеют встроенной защиты от сверхтока, их следует защищать от токов перегрузки и коротких замыканий устройствами защиты от сверхтока (автоматическими выключателями и плавкими предохранителями). Применяемые УЗО должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1.

ГОСТ Р 50571.26

ГОСТ Р 50571.26–2002 (МЭК 60364-5-534–97) «Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Раздел 534. Устройства для защиты от импульсных перенапряжений» разработан на основе стандарта МЭК 60364-5-534¹⁰ 1997 г. и введен в действие с 1 января 2004 г.

В рассматриваемом стандарте изложены требования по применению в электроустановках зданий устройств для защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП), с помощью которых должна осуществляться защита электрооборудования от импульсных перенапряжений, вызываемых прямыми ударами молнии в здание или в непосредственной близости от него, или ударами молнии в электрооборудование низковольтной распределительной электрической сети, а также от коммутационных импульсных перенапряжений.

УЗИП необходимо устанавливать на вводе в электроустановку здания, например, в вводно-распределительном устройстве, которое должно быть расположено максимально близко к месту ввода. В некоторых случаях для обеспечения комплексной защиты электроустановки здания от импульсных перенапряжений нужно устанавливать дополнительные УЗИП (эти устройства не рассматриваются в стандарте). Устройства защиты от импульсных перенапряжений устанавливают следующим образом:

если нулевой рабочий проводник заземлен на вводе в электроустановку здания или вблизи нее или если он отсутствует – между незаземленными фазными проводниками и либо главным заземляющим зажимом, либо «главным заземляющим шинопроводом» (выбирают более короткий путь);

если нулевой рабочий проводник не заземлен на вводе в электроустановку или вблизи него – между каждым фазным проводником и между нулевым рабочим проводником и либо главным заземляющим зажимом, либо «главным заземляющим шинопроводом» (выбирают более короткий путь).

В процитированных требованиях использован термин «главный заземляющий зажим», который является тождественным более распространенному термину «главная заземляющая шина», и непонятное словосочетание «главный заземляющий

шинопровод», которое не имеет своего определения. На четырех рисунках приложений «А», «В» и «С» стандарта представлены схемы подключения УЗИП при разных типах заземления системы. На основе анализа рисунков можно предположить, что под словосочетанием «главный заземляющий шинопровод» понимается защитная шина (РЕ) вводно-распределительного устройства.

В стандарте изложены общие требования по выбору УЗИП, которые должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51992–2002 (МЭК 61643-1–95) «Устройства для защиты от импульсных перенапряжений в низковольтных силовых распределительных системах. Часть 1. Требования к работоспособности и методы испытаний». Максимальное длительное рабочее напряжение U_c УЗИП должно быть не менее максимального фактического длительного напряжения между его выводами, которое для систем TN принято равным $1,1U_0$ (напряжение между фазным и нулевым рабочим проводником в низковольтной электрической системе), для системы TT – $1,1U_0$ или $1,5U_0$ (в зависимости от способа включения УЗИП), для системы IT – не менее линейного напряжения. Номинальный разрядный ток УЗИП, которое установлено на вводе в электроустановку здания, должен быть не менее 5 кА.

УЗИП должны быть установлены в соответствии с инструкциям изготовителя, чтобы избежать опасности возгорания или взрыва в случае их перегрузки. В электроустановках зданий следует применять устройства защиты от сверхтока и устройства защитного отключения, которые включаются последовательно с УЗИП (если изготовитель не указывает на отсутствие необходимости их применения). Индикация невозможности выполнения УЗИП функции защиты от импульсных перенапряжений, должна обеспечиваться либо самим УЗИП, либо отдельным защитным устройством.

С целью повышения эффективности защиты от импульсных перенапряжений все соединительные проводники УЗИП (проводники от фазных проводников до УЗИП и от УЗИП до главного заземляющего зажима или до защитного проводника) должны быть как можно короче (не более 0,5 м).

¹⁰Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-5-534 1997 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-5-53 2002 г. «Электрические установки зданий. Часть 5-53. Выбор и установка электрического оборудования. Разъединение, коммутация и управление» (IEC 60364-5-53 (2002-06) Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment – Isolation, switching and control). На основе стандарта МЭК 60364-5-53 2002 г. разработан проект национального стандарта, в котором более подробно (чем в ГОСТ Р 50571.26) изложены требования к применению устройств защиты от импульсных перенапряжений в электроустановках зданий.

Заземляющие проводники УЗИП должны быть медными и иметь минимальное сечение 4 мм². Если в здании выполнена система молниезащиты, сечение указанных проводников должно быть не менее 10 мм².

В стандарте имеются требования, предусматривающие использование устройств защитного отключения. Во втором примечании к п.534.2.2 стандарта сказано: «В системах заземления типов ТТ и TN данное требование не исключает наличия дополнительной защиты посредством устройств защитного отключения дифференциального тока (далее – УДТ)». Пункт 534.2.7 стандарта гласит: «Если УЗИП установлены в соответствии с 534.2.1 и расположены со стороны нагрузки УДТ, то должны применяться УДТ типа S, устойчивые к импульсным токам порядка 3кА (8/20мс)».

В процитированных требованиях имеется грубая терминологическая ошибка. Здесь использовано неправильное наименование устройства защитного отключения – «устройство защитного отключения дифференциального тока (УДТ)». Указанная аббревиатура – УДТ – в ГОСТ Р 51327.1 закреплена за устройством дифференциального тока. Это устройство не имеет главных контактов, с помощью которых оно могло бы замыкать и размыкать электрическую цепь. Поэтому УДТ всегда используется в совокупности с автоматическим выключателем (УДТ и автоматический выключатель имеют механическое и электрическое соединение), образуя единое защитное устройство, называемое автоматическим выключателем, управляемым дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока или кратко – АВДТ.

Из процитированных требований также можно сделать вывод о том, что устройство защитного отключения, после которого установлены УЗИП, должно быть типа S. Такое УЗО имеет повышенную устойчивость к импульсным токам, протекающим через его главную цепь при срабатывании УЗИП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ требований стандартов, входящих в состав комплекса ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий», приводит к следующим выводам:

1. Действующие стандарты, как правило, представляют собой устаревшие версии стандартов комплекса МЭК 60364 «Электрические установки зданий», которые в настоящее время не действуют. Комплекс ГОСТ Р 50571 содержит около половины нормативных требований, изложенных в стандартах комплекса МЭК 60364. Поэтому необходимо разработать полный комплекс стандартов на электроустановки зданий на основе новейших стандартов МЭК. Обозначение национальных стандартов целесообразно изменить следующим обра-

зом – общее их обозначение «ГОСТ Р 50571» заменить на «ГОСТ Р МЭК60364».

2. Для создания электроустановки здания необходимы не только требования стандартов комплекса ГОСТ Р 50571, но и других стандартов, которые до сих пор не разработаны. Например, для выполнения надежной защиты электроустановки здания от импульсных перенапряжений необходимо увязать ее с молниезащитой здания. Поэтому до тех пор, пока на основе стандартов МЭК 61024 «Защита сооружений от молнии» и МЭК 61312 «Защита от электромагнитного импульса молнии» не будут разработаны национальные стандарты, нельзя корректно выполнить защиту электроустановок зданий от импульсных перенапряжений.

3. Помимо стандартов Международная электротехническая комиссия выпускает технические отчеты, которые содержат информацию, разъясняющую нормативные требования. В настоящее время имеются технические отчеты МЭК 61200-413 «Руководство по электрическому монтажу. Пункт 413: Поясняющие комментарии к мерам защиты от косвенного прикосновения посредством автоматического отключения питания», МЭК 61201 «Сверхнизкое напряжение (СНН). Предельные значения», МЭК 62066 «Импульсные перенапряжения и импульсная защита в низковольтных системах питания переменного тока. Общая основная информация» и другие отчеты, которые также следует перевести на русский язык, сделав их доступными для специалистов, принимающих участие в создании электроустановок зданий.

4. Отсутствие совершенной национальной терминологии не позволяет осмыслить и корректно выполнить многие нормативные требования. Ошибки в терминологии, например, использование термина «нулевой рабочий проводник» вместо термина «нейтральный проводник» и неправильное определение последнего в ГОСТ Р 50571.18 и в ГОСТ Р 50571.20 – ГОСТ Р 50571.23, уже привело к грубым ошибкам в национальной нормативной документации. Из-за терминологических ошибок некоторые стандарты не могут быть использованы в качестве нормативных документов. Поэтому в настоящее время первоочередной задачей является разработка стандартов¹¹, в которых устанавливается национальная терминология. И только после ее решения можно продолжать работы по разработке новых стандартов, устанавливающих требования к электроустановкам зданий.

ГОСТ Р МЭК 449

ГОСТ Р МЭК 449–96 «Электроустановки зданий. Диапазоны напряжения» разработан на основе стандарта МЭК 60449 1973 г., изменения 1979 г. к нему и введен в действие с 1 января 1997 г.

Требования стандарта распространяются на

электроустановки зданий, имеющие номинальную частоту не более 60 Гц и номинальное напряжение до 1000 В переменного тока и до 1500 В постоянного тока. В стандарте установлено два диапазона номинального напряжения U для электроустановок зданий (см. таблицу). Стандартные диапазоны номинального напряжения предназначены для использования совместно с требованиями по устройству электроустановок зданий.

В ГОСТ Р МЭК 449 определены следующие термины:

«Номинальное напряжение – напряжение, на которое рассчитана электроустановка (или ее часть)»;

«Заземленная система – система, у которой одна точка (как правило, нейтраль) непосредственно соединена с заземляющим устройством без преднамеренно включенного резистора»;

«Изолированная или неэффективно заземленная система – система, у которой ни одна точка не заземлена или у которой одна точка, как правило, нейтраль (в системах переменного тока) или средняя точка (в системах постоянного тока) соединена с землей через ограничивающий резистор».

ДИАПАЗОНЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Требования рассматриваемого стандарта устанавливают численные значения низкого напряжения, под которым в стандартах МЭК понимают любое напряжение переменного тока до 1000 В включительно и постоянного тока до 1500 В включительно. Значения напряжения, установленные для диапазона I, соответствуют так называемому сверхнизкому напряжению.

В Правилах устройства электроустановок все электроустановки классифицируются на электроустановки до 1000 В и электроустановки выше 1000 В. В стандартах МЭК применяется иная классификация электроустановок – они могут быть низковольтными или высоковольтными. Электроустановки зданий, в соответствии с требованиями стандартов комплекса ГОСТ Р 50571, являются низковольтными электроустановками. Для устранения противоречий, имеющих в национальной норма-

Диапазоны	Заземленные системы		Изолированные или неэффективно заземленные системы
	Напряжение между фазой и землей, В	Напряжение между фазами, В	Напряжение между фазами, В
переменный ток			
I	$U \leq 50$	$U \leq 50$	$U \leq 50$
II	$50 < U \leq 600$	$50 < U \leq 1\,000$	$50 < U \leq 1\,000$
постоянный ток			
I	$U \leq 120$	$U \leq 120$	$U \leq 120$
II	$120 < U \leq 900$	$120 < U \leq 1\,500$	$120 < U \leq 1\,500$

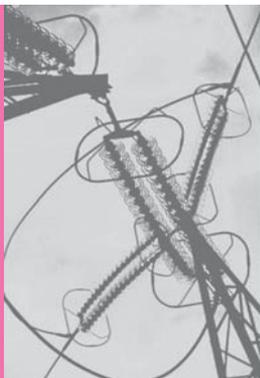
тивной документации, в Правила устройства электроустановок и другие нормативные документы следует внести изменения, которые исключат понятия «напряжение до 1000 В» и «напряжение выше 1000 В», заменив их терминами «низкое напряжение» и «высокое напряжение».

ГОСТ 29322

ГОСТ 29322–92 (МЭК 38–83) «Стандартные напряжения» разработан на основе стандарта МЭК 60038 1983 г. и введен в действие с 1 января 1993 г.

Требованиями стандарта номинальное напряжение трехфазных трехпроводных или четырехпроводных электрических сетей установлено равным 230/400 В. До 2003 г. используемые в России номинальные напряжения 220/380 В и 240/415 В следовало заменить значением 230/400 В. Однако в требованиях Правил устройства электроустановок седьмого издания, главы которых вводятся в действие с 2000 г., до сих пор используются значения номинального напряжения 220 и 380 В (см., например, пп. 1.7.81, 1.7.101, 1.7.103, 6.1.13, 6.1.15, 6.1.16, 7.1.13, 7.2.9 ПУЭ и другие).

¹¹В настоящее время на основе стандарта МЭК 60050-195 1998 г. «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» (IEC 60050-195 (1998-08) International Electrotechnical Vocabulary – Part 195: Earthing and protection against electric shock) и поправки к нему 2001 г. разработан проект национального стандарта (предположительно ГОСТ Р МЭК 60050-195), в котором изложены термины и их определения, широко применяемые в нормативных требованиях по обеспечению электробезопасности в низковольтных электроустановках. Однако проект указанного стандарта содержит большое число ошибок, которые следует устранить перед введением его в действие.



Ханс Де Кюленер

ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Статья позволит самостоятельно оценить, требуются ли для вашей организации (объекта) мероприятия по улучшению качества энергии.

Список потенциальных проблем качества энергии на удивление большой. Проблемы качества энергии сложны и зачастую для их диагностики и решения требуется собрание из специалистов различных областей. Схожие предпосылки, как, например, перегрев оборудования, могут вызываться различными причинами (гармонические искажения, дисбаланс, перегрузка). Каждая из них требует отдельного способа решения.

Каковы шансы, что у вашей электроустановки есть проблемы качества энергии?

Вопрос о том, подвержена ли электроустановка негативному влиянию качества энергии, зависит от следующих факторов:

- качества энергоснабжения от поставщика по напряжению;
- типов нагрузки;
- чувствительности оборудования к различного вида возмущениям и отклонениям от номинальных параметров.

Следует заметить, что не существует единого универсального способа устранения проблем

качества энергии. Оптимальное технико-экономическое решение должно вырабатываться для каждой электроустановки индивидуально, но с учетом трех вышеупомянутых факторов. В приводимом ниже обзоре не учитываются случаи, связанные с качеством энергии по причинам, имеющим отношение к поставщику, а рассматриваются только факторы, связанные с электроустановкой потребителя.

ТИПИЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Приведенная диаграмма дает представление о наиболее часто встречающихся проблемах качества энергии. Исследование, проведенное Европейским институтом меди в 2001 году на 1400 объектах в 8 европейских странах, выявило, что любая электроустановка с вероятностью 5–25 % подвержена влиянию от одного или нескольких последствий дефектного качества энергии. Кроме того, половина объектов в энергоемких отраслях и административных зданиях с критически важными функциями подвержена негативному влиянию двух и более последствий низкого качества энергии. Беспроблемные объекты встречаются редко (рис. 1).

Разумеется, низкое качество энергии не является причиной возникновения всех проблем с упомянутыми перебоями в работе. Так, к примеру, зависание компьютерных станций может быть вызвано другими причинами – качеством математического обеспечения. Кроме того, точное нахождение проблемы внутри электроустановки или вне ее (до или после счетчика) может быть осуществлено только после тщательных измерений и анализа.

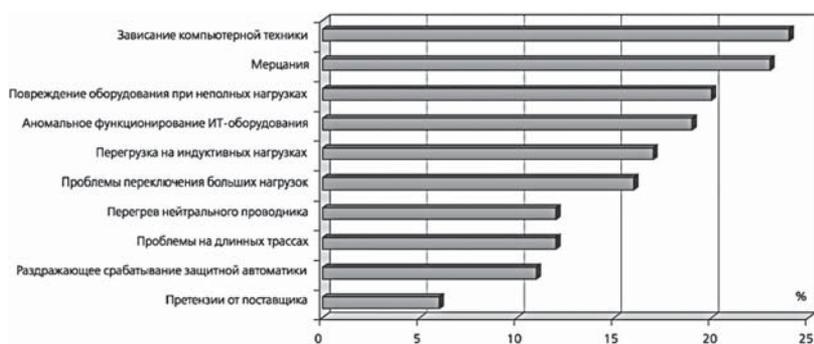


Рисунок 1. Наиболее часто встречающиеся проблемы качества энергии на основе исследований 1400 объектов в 8 странах

ЗАВИСАНИЕ КОМПЬЮТЕРОВ

Токи, возникающие в оборудовании, приводят к падению напряжения между оборудованием и землей. Несмотря на малые абсолютные значения (несколько вольт), они тем не менее могут оказаться соизмеримыми со значениями сигнального напряжения в системах, используемых в компьютерной технике. Хотя компьютерное оборудование изготавливается таким образом, чтобы защитить его от влияния в том числе шумов от напряжения.

Полностью исключить влияние невозможно, особенно при увеличении частоты шумов. Современные протоколы передачи данных используют технологии обнаружения и коррекции ошибок, суть которых состоит в повторной передаче искаженных данных, что, однако, снижает эффективную пропускную способность. В результате наблюдается снижение производительности компьютерного оборудования вплоть до полной остановки.

При конфигурации электроустановки TN-C общий заземляющий и нейтральный проводник активно передает упомянутые токи, создавая падения напряжения, и потенциал сигнальной заземляющей поверхности для всевозможных компьютерных изделий в здании различен.

МЕРЦАНИЕ ЭКРАНОВ

Токи гармоник различных порядков суммируются в нейтральном проводнике. При конфигурации TN-C нейтральный и защитный проводники объединены и соединены с элементами токопроводящих инженерных конструкций здания во многих местах. В результате нейтральные обратные токи имеют возможность беспрепятственного тока в металлических частях здания, создавая неконтролируемые и неуправляемые магнитные поля. В худшем случае это приводит к мерцанию экранов мониторов. Нейтральный проводник всегда должен быть гальванически отделен от защитного до точки общего присоединения, как это предусмотрено конфигурациями TN-S и TN-C-S. Несомненно, что последовательное применение принципа отдельного нейтрального проводника и единственной точки соединения нейтрали и земли не только улучшает параметры электромагнитной совместимости, но и повышает уровень безопасности.

МЕРЦАНИЕ СВЕТА

Короткие по времени изменения напряжения, вызванные переключением, короткими замыканиями и переменной нагрузкой, могут приводить к мерцанию источников света. Допустимая амплитуда изменения величины светового потока нормирована различными стандартами на основе критериев субъективного восприятия этого явления. Значительное мерцание приводит к повышенной утомляемости, головной боли и синдрому «временной усталостной слепоты».

ПЕРЕГРЕВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ УМЕРЕННЫХ НАГРУЗКАХ

Гармонические искажения являются причиной дополнительных потерь в силовых трансформаторах. При нагрузках, близких к максимальным, дополнительные потери по этой причине могут привести к выходу из строя в результате перегрева и прогара изоляции обмоток. При современной тенденции использования оборудования в режимах, близких к его максимальным возможностям, и одновременном росте загрязненности гармоническими искажениями сетей низкого напряжения упомянутая проблема встречается все чаще и чаще.

Из числа различных видов причин потерь в силовых трансформаторах особое внимание следует обратить на вихревые индукционные токи (токи Фуко), поскольку они растут примерно пропорционально квадрату частоты. В здании с различны-

ми видами нагрузки потери трансформатора из-за вихревых индукционных токов примерно в 9 раз выше, чем обычно ожидается, удваивая потери нагрузки трансформатора. Для точного установления величины потерь требуется изучить спектр гармонических искажений в электроустановке.

ИНДУКЦИОННЫЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ

Гармонические искажения напряжения вызывают дополнительные потери в асинхронных индукционных электродвигателях. 5-я гармоника создает противовращающееся магнитное поле, а 7-я – несинхронно вращающееся. Образующийся в результате этого крутящий (механический) момент вызывает повышенные нагрузки и износ в подшипниках и соединениях вращающихся частей привода. Однако, поскольку скорость вращения фиксирована, дополнительная энергия гармоник рассеивается в виде тепла, приводя к преждевременному старению агрегата. Гармонические токи также наводятся на ротор, вызывая дополнительный нагрев, который приводит к уменьшению зазора между ротором и статором, т. е. снижает КПД агрегата в еще большей степени.

У регулируемых электроприводов свой спектр проблем. Они обычно чувствительны к провалам напряжения, нарушая синхронизацию на производственных линиях, где она критически важна.

Особое внимание следует обратить на пуск электропривода, функционировавшего при больших нагрузках после остановки при перерывах электропитания. И так уже разогретый агрегат в процессе раскрутки при пуске может выйти из строя. При выборе номинальной мощности электропривода следует принимать во внимание:

- что обычно при проектировании электропривода оптимальные характеристики закладываются на 70 % нагрузки;
- частоту провалов напряжения на объекте и количество времени, которое с точки зрения экономики процесса допустимо выделять на охлаждения электропривода перед повторным пуском.

ПЕРЕГРЕВ ПРОВОДНИКОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПОВЕРХНОСТНОГО ЭФФЕКТА (НАГРЕВА ПОВЕРХНОСТНОГО СЛОЯ)

Все гармоники приводят к дополнительным потерям в фазных проводниках. Явление нагрева поверхностного слоя проводника ничтожно при частоте 50 Гц, но уже становится значимым при частоте 350 Гц (7-я гармоника) и выше. Например, проводник диаметром 20 мм имеет на 60 % большее значение видимого сопротивления при 350 Гц, чем при протекании постоянного тока.

Увеличивающееся по мере роста частоты активное и емкостное сопротивление приводит к падению и еще большему искажению напряжения.

КОРРЕКТНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ КОНТРОЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Значительные гармонические искажения могут привести к дополнительному явлению – нежелательному переходу через ноль в пределах одного цикла, что сбивает чувствительное измерительное оборудование. Это может привести к рассинхронизации непрерывных процессов и остановке сетевых устройств.

ПЕРЕПОЛНЕНИЕ СЕТЕЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Утечка токов на землю вызывает небольшие падения напряжения вдоль заземляющего рабочего проводника. При конфигурации электроустановки TN-C в объединенном нулевом и заземляющем рабочем проводнике постоянно имеется ток значительной величины с доминирующими гармониками, кратной третьей. По мере все большего использования технологий передачи данных, где используются невысокие значения напряжения для информационного сигнала, увеличивается число искаженных и требующих повторной передачи пакетов данных, так вплоть до полного блокирования связи. Вот причина часто необъяснимых перебоев или задержек в передаче электронной почты, медленной печати документов или блокировки информационных сетей.

ПРОБЛЕМЫ ОБОРУДОВАНИЯ КОРРЕКЦИИ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

Частоты гармоники могут совпасть с резонансными частотами устройств индуктивной нагрузки, вызывая дополнительное напряжение или ток, что приводит к преждевременным отказам. Более того, в этом случае измерительное оборудование, как правило, не способно верно измерить значения индуктивной нагрузки, поскольку неверно определяется гармоническая составляющая.

ПРОБЛЕМЫ НА ДЛИННЫХ ТРАССАХ ИЛИ ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИИ НАГРУЗОК

Большая длина трассы означает большее сопротивление, что вызывает падение и сильное искажение напряжения на нагрузке. Подобный эффект происходит при пуске мощных электродвигателей или переключении нагрузок. Гармоники высшего порядка, выплескиваемые в сеть регулируемым электроприводом в конце длинных трасс, приводят к еще большим искажениям напряжения. Приходится выбирать номинальные значения (сечения) кабелей для длинных трасс с большим запасом. В качестве бонуса большие

значения номиналов кабелей означают меньшие потери. Окупаемость подобных мероприятий обычно составляет 3000 ч работы.

ПЕРЕГРУЗКА НЕЙТРАЛЬНОГО ПРОВОДНИКА

Ток в нулевом рабочем проводнике четырехпроводной системы трехфазного тока при нелинейной нагрузке превышает фазные токи. В прошлом значение номинала нулевого рабочего проводника обычно принималось как половина значения номинала фазного проводника, но с тенденцией роста гармонической загрязненности типичных электроустановок ситуация становится критической, даже когда нагрузка фазных проводников далека от максимальной.

РАЗДРАЖАЮЩЕЕ (ЛОЖНОЕ) СРАБАТЫВАНИЕ АВТОМАТИКИ ЗАЩИТЫ

Дополнительные токи и напряжения приводят к раздражающему (ложному) срабатыванию устройств защиты. Автоматы часто не могут различить токи в основных и других гармониках, что приводит как к ложному срабатыванию, так и несрабатыванию, когда это требуется. Токи утечки могут привести к ложному срабатыванию устройств защитного отключения. При этом меры по устранению раздражающего (ложного) срабатывания защиты ни в коем случае не должны привести к компромиссу в виде увеличения пороговых значений срабатывания, т.е. не должны осуществляться в ущерб безопасности. Основное направление решения этой проблемы состоит в более равномерном распределении нагрузок по цепям, снижении суммарной нагрузки на каждой индивидуально защищаемой цепи и применении автоматики, учитывающей влияние гармоник.

ПРЕТЕНЗИИ ОТ ПОСТАВЩИКОВ ЭНЕРГИИ

На сегодняшний день еще не многие поставщики электроэнергии штрафуют потребителей за загрязнение питающей сети, как, например, в случае с реактивной мощностью. Но процесс начался, и некоторые поставщики уже ввели фискальные санкции за загрязнение, поскольку это приводит к неоптимальной экономике эксплуатации.

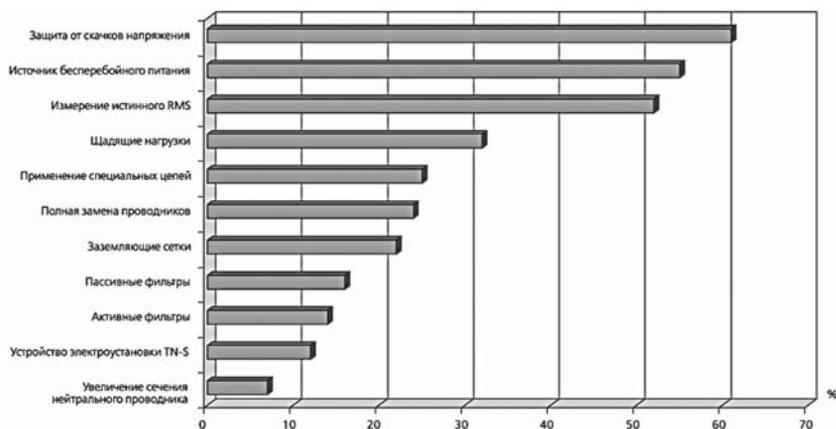
ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ

Способов решения проблем качества энергии много, и лишь часть из них представлена на рис. 2.

Как уже отмечалось, универсального решения проблем качества энергии не существует. Более того, крайне вероятно, что на объекте (электроустановке) существуют одновременно несколько видов проблем качества энергии, поэтому применяемые решения должны быть не только оптимальны, но и взаимосовместимы. Следует остерегаться иногда появляющихся на рынке «универсальных» изделий-решений с нераскрытым принципом действия – таких настоящих решений пока еще нет!

Следует также помнить, что электрические нагрузки не статичны в течение дня, рабочего цикла, сезона и т. д.

Потери, вызываемые проблемами качества энергии, разнятся в зависимости от отрасли. Тем не менее мероприятия по предупреждению проблем качества энергии окупаются в течении 2–3 лет. При этом величина затрат на предупредительные мероприятия при проектировании обычно составляет 10–20 % от величины затрат на устране-



ние проблем по факту их появления. Важно, чтобы о таком порядке вещей и величинах затрат знали не только специалисты, но и владельцы объектов, управляющий персонал.

Рисунок 2. Типичные решения проблем качества энергии на основе исследования 1400 объектов в 8 странах

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

Редкая компания со значительной компьютерной системой или синхронными производственными процессами не использует сегодня источники бесперебойного питания. Это решение дорогое, и должно применяться рационально. Одной из крайностей является применение источника бесперебойного питания только к центральному (основным) процессам и оборудованию, другой –

Конструкция и компоновка электрооборудования в помещении КТП НУ соответствует требованиям ПУЭ и обеспечивает свободный доступ обслуживающего персонала. В целях обеспечения безопасной работы и исключения ошибочных переключений устанавливаются защитные и блокировочные устройства.

Силовые трансформаторы устанавливаются на тележке, трансформаторный отсек утепления не имеет.

Основные достоинства КТП НУ:

- высокая заводская готовность;
- теплоизоляция – возможность эксплуатации в условиях холодного климата;
- мобильность – транспортировка до пунктов назначения автомобильным, ж/д транспортом;
- минимальные сроки монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию на объекте.

ДОБРОВОЛЬНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

В компании «ДКС» (Диэлектрические кабельные системы) действует система менеджмента качества, соответствующая требованиям ISO 9001-2000.

Это удостоверяет сертификат, выданный 5 апреля 2005 г. ассоциацией «Центросерт». В основу системы менеджмента качества положен процессный подход к управлению.

НКУ – ХОРОШИЕ ВИДЫ НА БУДУЩЕЕ

В начале 2005 года ЗАО ПФ «КТП-Урал» выделило низковольтное направление компании в самостоятельное предприятие «ГлобалЭлектро». До этого времени это подразделение обеспечивало комплектацию подстанций 35, 110 кВ – основной продукции «КТП-Урал» – шкафами вторичной коммутации. Руководство компании сочло, что развитие низковольтного направления – само по себе достаточно перспективно. Таким

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

применение источника бесперебойного питания на всех без исключения устройствах. Очевидно, что оптимально правильное решение находится где-то посередине.

УСТРОЙСТВА АВАРИЙНОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Из-за задержки пуска аварийные генераторы представляют собой второй эшелон обороны при системной аварии.

ИЗМЕРЕНИЕ ИСТИННОГО RMS

Значения истинного RMS могут оказаться гораздо больше показаний усредняющих приборов. По опыту Европы на большинстве объектов измерение истинного RMS стало нормой.

ПАРАМЕТРЫ НЕЙТРАЛЬНЫЕ ПРОВОДНИКИ

Увеличение сечения кабелей (проводов) снижает активное сопротивление распределительной сети, но не снижает ее индуктивность. Также в результате поверхностного эффекта качественное значение сечения кабелей и фидеров снижается – использование кабелей все большего и большего диаметра не даст ощутимого результата, поскольку токи будут «выталкиваться» к поверхности. Очевидно, что более эффективным будет использование параллельно соединенных кабелей (проводов).

ЗОНИРОВАНИЕ НАГРУЗОК

Различные виды нагрузок требуют всевозможных мер в электромагнитной совместимости, непрерывности энергообеспечения и безопасности. Это в свою очередь требует классификации нагрузок по видам и применению соответствующих групповых решений в части электропроводки, заземления, дублирования и т.д.

ПРИМЕНЕНИЕ КОНФИГУРАЦИИ TN-S

Системы TN-S с общим нейтральным и защитным про-

водником уже стали раритетом в большинстве стран Европы. Ныне законодатель рассматривает PEN-проводник как исключительное решение только для особых случаев. Для электроустановок, насыщенным оборудованием, конфигурация TN-S больше не разрешается. Но и с точки зрения электромагнитной совместимости конфигурация TN-S предпочтительна для остальных случаев.

ВЕЛИЧИНА СЕЧЕНИЯ НЕЙТРАЛЬНОГО ПРОВОДНИКА

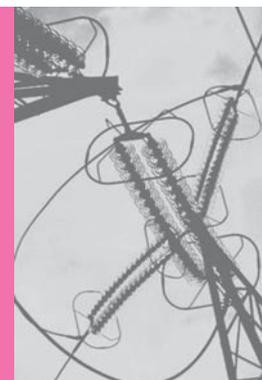
В большинстве стран нормативные документы сегодня требуют по умолчанию применения нейтрального проводника той же размерности, что и рабочие проводники фаз. В нормативно-технических документах некоторых стран также требуется устройство защиты нейтрального проводника от свертывания в сетях со значительным содержанием гармонических искажений.

ВЫВОДЫ

Качество электроэнергии является сложной и многогранной областью. В настоящее время большинство объектов с высоким энергопотреблением страдают от проблем качества энергии, которые приводят к прямым и косвенным материальным потерям.

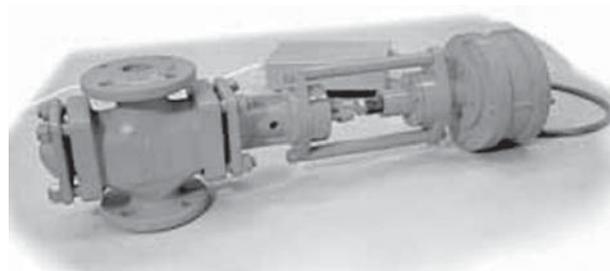
При этом не существует одного способа решить такие проблемы, а потери снизить. Тщательное планирование мероприятий по предупреждению проблем качества энергии на стадии проектирования является самым экономичным способом снижения таких потерь.

Перепечатано с сокращениями из издания Европейского института меди «Прикладное руководство по качеству электроэнергии». Перевод с английского Е.В. Мельниковой, редактор перевода В.С. Ионов



НИЗКОБОРОТНЫЕ МОМЕНТНЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ ДЛЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

Новое поколение низкооборотных моментных реактивных электродвигателей позволяет существенно увеличить надежность и снизить стоимость электроприводов автоматических запорных систем. Низкооборотный моментный электродвигатель управляет запорным клапаном через привод винт-гайка. При необходимости колесо ручного управления запорного клапана может одеваться непосредственно на вал электродвигателя с торцевой его части, при этом в режиме ручного управления электродвигатель не мешает управлять штоком запорного клапана. Встроенный микропроцессорный блок управления позволяет программировать следующие характеристики электропривода: усилия открытия и закрытия клапана, скорость открытия и закрытия. При открытии клапана кратковременно формируется пьедестал (время которого тоже программируется) с увеличенным усилием, позволяющим надежно открывать клапан. Усилие на клапане программируется и может достигать 800кг при длине набора статора 30мм, 1600кг – 60мм, 3200кг – 120мм, при этом электродвигатель надежно защищен от перегрузок и перегрева.



Электропривод может поставляться с линейным или дискретным датчиком положения запорного клапана. В случае использования дискретного датчика, электронный блок определяет два состояния запорного клапана – открытое и закрытое.

При использовании линейного датчика положения запорного клапана электропривод фиксирует любое промежуточное положение клапана, которое передается вместе с другими параметрами электропривода по сетевому интерфейсу на дистанционный пульт управления или компьютер.

образом, «КТП-Урал» преобразуется в холдинговую структуру: головное предприятие оставляет за собой управленческие функции, предоставляет «ГлобалЭлектро» оборудование и производственные площади, а дочерняя компания концентрируется на комплексном создании энергетической инфраструктуры различных объектов (от проектирования – до сдачи объекта и его сервисного сопровождения).

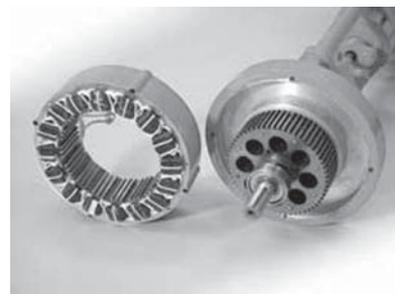
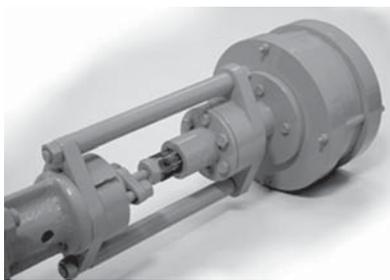
КАРЕЛЬСКИЕ СОСНЫ РАЗБРЕДУТСЯ ПО РОССИИ

В марте этого года возобновил работу Сеесъярвский мацтопропиточный завод, который производит деревянные опоры для ВЛ. Завод в Карелии был построен финскими специалистами в 1999 г. Этот проект создавался с учетом опыта зарубежного производства и особенностей сырья – карельской сосны. Предприятие полностью укомплектовано финским оборудованием, использует голландскую систему автоматизации и применяет современную канадскую технологию глубокой пропитки деревянных опор экологически безвредным антисептиком (используется паста финского производства).

В ноябре 2004 г. собственником контрольного пакета акций завода стала холдинговая компания «Интера». Она оплатила долги предприятия, ремонт, развитие транспортной инфраструктуры, закупки сырья – в общей сложности инвестиции составили 15 млн рублей. 28 марта 2005 г. завод вновь заработал. Его нынешняя мощность – 10 тыс. м³ продукции в год (опоры для ВЛ 0,4-10 кВ и комплекты опор ПД для ВЛ 35-110 кВ).

На пресс-конференции, посвященной возобновлению работы предприятия, было отмечено, что к 2006 г. его планируется вывести на проектную мощность – 24 тыс. м³ в год. Это составит 28% от общероссийского объема производства деревянных опор и выведет завод на первое место в данном сегменте рынка. Общая потребность энергосистем России в

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО



Основные характеристики электропривода:

- Диаметр статора – 164мм.
- Активная длина – 30мм.
- Рабочий ход штока – до 60мм.
- Скорость перемещения штока – 1–80 мм/мин (устанавливается программно).
- Усилие на штоке – 630кг (не менее).
- Программно устанавливаемое значение усилия на штоке 10–630кг.
- Линейный или дискретный датчик положения запорного клапана.
- Питание от сети 220В.
- Мощность потребляемая при перемещении штока – 280Вт.
- Мощность потребляемая в дежурном режиме – 10 Вт (не более).
- Защита от перегрева и перегрузки по току.
- Возможность использования встроенного микропроцессора для решения задач регулирования давления, температуры, уровня и других параметров (при наличии соответствующих периферийных датчиков) по заданному алгоритму.

- Возможность объединения в сеть до 60 электроприводов (по трем проводам) с пультами или компьютерами дистанционного управления (ПДУ). Имеется возможность расширения сети. Пульт (может быть несколько пультов) позволяет управлять положением штока каждой задвижки, обмениваться информацией с каждым электроприводом, изменять основные параметры электропривода: скорость перемещения штока, усилия открытия и закрытия запорного клапана и т.д.

- Возможность подключения ПДУ к любой компьютерной системе управления с помощью устанавливаемого в РС-компьютер CAN-переходника, серийно выпускаемого фирмой «КАСКОД».

- Возможность ручного управления запорным клапаном.

Дополнительно могут поставляться модели электроприводов с набором статора 60 и 120мм, при этом максимальное усилие на штоке составляет 1600кг и 3200кг соответственно, с рабочим ходом штока до 170мм.

*По материалам
ООО «КАСКОД»*





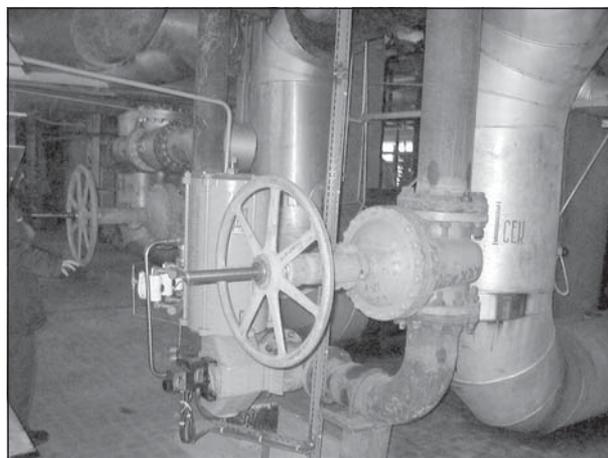
СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

Каждое промышленное предприятие сталкивается с проблемами неудовлетворительной работы трубопроводной арматуры. Всем специалистам, работающим в области эксплуатации теплоэнергетического оборудования, знакомы проблемы, возникающие при использовании в качестве запорной арматуры задвижек – это необходимость ежегодной ревизии для набивки сальников и очистки колец уплотнительных дисков; различные виды коррозии; сложность экстренного перекрытия трубопровода в аварийной ситуации; недостаточная герметичность; большой процент выхода из строя из-за падения щечек или поломки болтов. Кроме того, задвижки имеют большие габариты и вес, что затрудняет их ревизию т.к. возникает необходимость применения специальных грузоподъемных механизмов. Опыт показывает, что эти проблемы присутствуют на всем «жизненном» цикле арматуры: от ее установки до списания.

В статье сделана попытка сформулировать причины, влияющие на неудовлетворительную работу трубопроводной арматуры.

АРМАТУРА С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

С точки зрения эксплуатации арматура является одним из основных технических устройств,



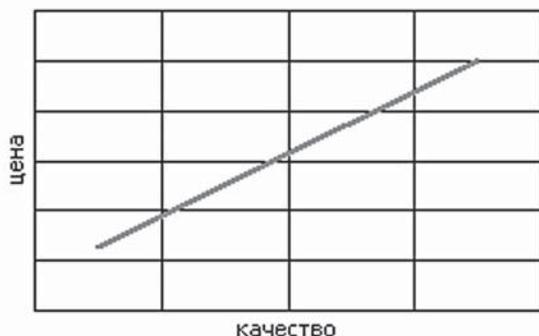
формирующих безопасность установок и систем химических производств. Это связано с большим ее количеством в системах, сравнительной сложностью и ее определяющим значением в обеспечении режимов нормальной эксплуатации и в аварийных условиях. Арматура может сама по себе являться источником опасности для обслуживающего персонала. В то же время отказы арматуры могут являться исходными событиями, приводящими к нарушению условий безопасной эксплуа-

тации, неправильное функционирование арматуры может усугубить протекание аварийного процесса.

СТАДИЯ ПРИОБРЕТЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

На стадии приобретения арматуры главную роль играет коммерческая служба снабжения предприятия, которая во главу угла ставит экономические факторы, не учитывая не только технический уровень приобретаемой арматуры, но и вопросы промышленной безопасности. Такой подход зачастую приводит к последующим затратам, значительно превышающим первоначальный экономический эффект. Потому что при непрерывном технологическом процессе, как правило, невозможно заниматься ремонтом арматуры. Например, при нарушении герметичности с внешней средой в сальниковом уплотнении на подготовительные мероприятия требуется гораздо больше времени, и даже останов оборудования, чем на устранение самой неисправности.

Еще один серьезный недостаток, это то, что эксплуатационники не совсем представляют, что заказывают в снабжение.



СТАДИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Трубопроводная арматура относится к опасным техническим устройствам и подведомственны органам Госгортехнадзора России. Однако следует отметить, что в настоящее время еще отсутствует полная нормативно-техническая база, направленная на единую техническую политику отвечающую требованиям промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводной арматуры. Поэтому основной проблемой при эксплуатации трубопроводной арматуры является разрозненный характер требований в государственных документах по линиям Госгортехнадзора и Госстандарта России, сведения отрывочные, и поэтому трудно применимы для использования.

Следующая причина неудовлетворительной

Эксплуатация трубопроводной арматуры

ПБ 12-368-00

ПБ 12-529-03

ПБ 10-573-03

ПБ 03-583-03

ПБ 03-576-03

ПБ 03-108-96

РД 10-235-98

ПБИ 10-370-00

СНиП II-35-76

ГОСТ 4.114-84

ГОСТ 24856-81

ГОСТ 12.2.063-81

эксплуатации трубопроводной арматуры – это человеческий фактор. На сегодняшний день вузы готовят инженеров, а должны обучать быть «хозяйном», разбирающимся во всех тонкостях установленного оборудования. В итоге вместо того чтобы заняться составлением статистики отказов арматуры, планом ремонтных работ и т.д. инженер занимается посторонними делами. И он в этом не виноват, его учили чертить чертежи, решать дифференциальные уравнения и т.д., которые он не может применить в процессе эксплуатации.

Если инженер ничего не делает, можете себе представить, каковы понятия о трубопроводной арматуре у рабочих, тем более если отсутствует нормальная инструкция по эксплуатации. Если рабочий чего-то не понимает или не умеет делать инженер просто обязан объяснить, научить или даже показать, как выполняется данная операция. На производстве происходит следующая картина: все знания рабочие получают только на собственном опыте, т.е. каждая ситуация для них получается практически уникальная. Поэтому, чтобы «вырастить» настоящего слесаря по обслуживанию трубопроводной арматуры и оборудования необходимо как минимум 5 лет, пока он сам все не потрогает и не разберет. Информация, накопленная этими людьми, очень важна, собирается по крупицам, и передается от слесаря к слесарю.

На основе этого опыта арматура эксплуатируется и ремонтируется. Приведем несколько примеров эксплуатации арматуры.

«Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» обязывают раз в смену проверять предохранительные клапана кратковременным подрывом, но этого никто не делает, потому что они очень часто не садятся на место, а остановить котел для того, чтобы посадить клапан на место, невозможно.

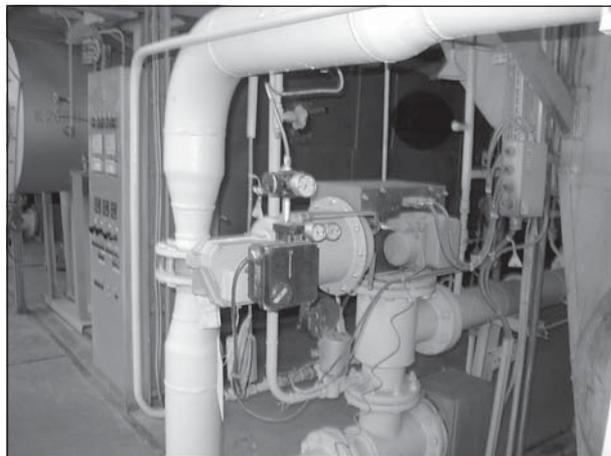
Другая ситуация – разрыв стекла указателя уровня. В этой ситуации необходимо остановить котел и поменять стекло (когда котел под давлением это делать запрещено). Вместо этого операторы, рискуя собственным здоровьем, отсекают указатель уровня и меняют стекло.

СТАДИЯ РЕВИЗИИ И РЕМОНТА

Важную роль на состояние арматуры в процессе эксплуатации играет ревизия и планово-предупредительные ремонты. Как бы это странно ни звучало, но и ревизия, и планово-предупредительные ремонты практически не проводятся (исключение – арматура безопасности и регулирования).

На ревизию и ремонт влияют много факторов. Наиболее важный – это время. Как правило, ремонт и ревизия производятся в период полного останова основного оборудования, а это неделя, максимум – две. Во время полного останова необходимо произвести ремонт основного оборудования плюс например 1000 единиц арматуры. Согласитесь, это невозможно сделать силами бригады операторов и слесарей (примерно человек 20). Поэтому ревизия протекает по следующему принципу. Производится замена явно неисправной арматуры, меняется сальниковая набивка у арматуры с заметными подтеками или полностью затянутыми муфтами сальниковых камер, там где нет подтеков и сальниковая муфта в норме, «подбивается» одно кольцо сальниковой набивки. И все, можно работать дальше, еще целый год до полного останова. Получается, что ревизия арматуры производится по факту неисправности, а планово-предупредительные мероприятия отсутствуют.

К предохранительной, регулирующей арматуре и арматуре с электроприводами относятся более серьезно, это обусловлено конкретными требованиями Госгортехнадзора. Ее в соответ-



ствии с графиками планово-предупредительных ремонтов, утвержденными главными специалистами предприятия, отправляют в ремонтное производство на ревизию и тарировку.

В общем ситуация с ремонтом арматуры получается неоднозначная. С одной стороны, ее ремонтируют, с другой стороны – этого ремонта недостаточно. Даже если задвижки и клапана отправляют в ремонтное производство, зачастую результат получается отрицательный. Задвижки все равно не держат, клапана тоже. Внимательно присмотревшись, можно увидеть, что их даже не разбирали, только набили сальник и смазали шток.

СОСТОЯНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

И все-таки она работает! Правда, нет уверенности, что в любой момент не произойдет отказ. Отказы происходят довольно часто. По самым скромным расчетам, примерно 1–3% арматуры в месяц подвержены различным отказам. Самые распространенные отказы – это (по мере убывания):

- нарушение герметичности с внешней средой в сальниковом уплотнении;
- коррозионный износ запорных органов;
- нарушение герметичности с внешней средой в крышку корпуса;
- падение щечек.

Ситуацию усугубляет возраст арматуры. Основная масса арматуры как смонтирована, так и стоит до сих пор. Так что ее возраст можно примерно определять по дате пуска оборудования в работу. В среднем возраст составляет 15–20 лет, есть отдельные экземпляры, возраст которых 30–40 лет.

Вновь смонтированная арматура по отказам почему-то не уступает старой. Правда, здесь на первом месте негерметичность запорных органов. То есть новая арматура не держит изначально. Приходится отправлять арматуру в ремонтное производство, а то, что там происходит, было описано ранее. Поэтому отправляют по несколько раз!

Так как арматура установлена на химически агрессивных средах, она подвержена различным видам коррозии. Степень и масштабы повреждения арматуры коррозией оценить практически невозможно. Наверное, каждая вторая задвижка имеет коррозионный износ рабочих поверхностей.

Падение щечек – тоже довольно неприятная ситуация, правда, она происходит довольно редко. Интересен сам метод определения падения щечек. Слесарь газовым ключом зажимает шток арматуры и поворачивает его, если шток повернулся, значит – щечки упали. Вот пример из практики. В течение двух дней производилось заплот-

такой продукции, по оценке ХК «Интера», – порядка 1 млн 750 тыс. м³.

Кроме Сеесярвского мачтопроизводственного завода, промышленный департамент производственно-коммерческого холдинга «Интера» объединяет предприятия «Балтийский электроцит» и «Центр новых технологий электроэнергетики».

ЕЩЕ ТРИ ГОДА ИСПЫТАНИЙ

Испытательная лаборатория средств автоматизации Завода электроники и механики (Чебоксары) прошла реаккредитацию.

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии продлило срок аккредитации лаборатории ЗЭИМ до 10 марта 2008 г. в области электрических машин малой мощности, расходомеров-счетчиков, теплосчетчиков, электроприводов для трубопроводной арматуры, приборов контроля и регулирования технологических процессов.

СБУДУТСЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ МЧТЫ

В Молдавии скоро должна быть запущена на полную мощность электростанция – первая в СНГ, для которой топливом станет биогаз.

Произойдет это, правда, не ранее чем через два-три года. Газ будет вырабатываться из отходов очистных сооружений кишиневского предприятия Апэ-канал, когда завершится их реконструкция.

Мощность новой электростанции составит 1,9 МВт. В настоящее время она работает на природном газе.

На реализацию проекта молдавско-американская компания Energy Investment Group выделила \$2 млн.

На станции установлены двигатели испанской компании Guasco и генератор британской компании Stanford. Сборка и запуск осуществлялись словацкой компанией Elteso, она же оборудовала станцию автоматикой.

После модернизации очистные сооружения должны стать самыми со-



нение системы теплофикации завода для промывки и опрессовки. Приборы учета расхода были сняты в ревизию, и определить расход подпитки было невозможно. Из конечных дренажей шла вода, из воздушников воздух, вода на воздушниках так и не появилась. Начали выяснять, почему. Выяснилось, что на одной из задвижек упали щечки. В итоге, чтобы заполнить систему теплофикации, потребовалось три дня!

Ну и самый неприятный и частый отказ – это пропуски в сальниковом уплотнении. Здесь даже сказать нечего, из всего сказанного уже можно сделать соответствующее заключение.

ВЫВОД

На основании выше сказанного можно сделать следующие выводы:

- недостаточно уделяется внимания промышленной безопасности со стороны производственного контроля и территориальных органов Госгортехнадзора России в области трубопроводной арматуры;
- низкий статус трубопроводной арматуры по сравнению с основным оборудованием;
- большое количество арматуры морально и физически устарела;
- негерметичность запорных органов новой арматуры;

- закупка и установка арматуры производится по принципу чем дешевле, тем лучше;
- в процессе эксплуатации арматуры не ведутся записи возникающих повреждений и ремонтов;
- отсутствуют нормальные инструкции по эксплуатации трубопроводной арматуры;
- низкий уровень подготовки рабочих;
- низкое качество ремонта и ревизии.

Все эти недостатки необходимо уже сейчас начинать устранять прежде всего службам производственного контроля с привлечением экспертных организаций, имеющих соответствующие лицензии, во взаимодействии с территориальными органами Госгортехнадзора России.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Какие бы усилия не прилагали эксплуатирующие организации к обслуживанию арматуры, без тесного сотрудничества с проектировщиками и производителями они неэффективны. На сегодняшний день между ними существует большой разрыв. Производителей не интересует, что происходит с арматурой за пределами завода.

По материалам журнала «Трубопроводная арматура и оборудование»



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ

**МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОЙ
ЭНЕРГИИ, ОТПУСКАЕМОЙ В ПАРОВЫЕ СИСТЕМЫ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОТ ИСТОЧНИКА ТЕПЛА**

РД 153-34.0-11.342-00

УДК 621.311

Дата введения 2002-04-01

РАЗРАБОТАНО Открытым акционерным обществом «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС»

ИСПОЛНИТЕЛИ А.Г. Ажикин, Е.А. Зверев, В.И. Осипова, Л.В. Соловьева

АТТЕСТОВАНО Метрологической службой Открытого акционерного общества «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», свидетельство об аттестации МВИ от 27.07.2000 г.

УТВЕРЖДЕНО Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» 05.09.2000 г.

Первый заместитель начальника А.П. Берсенев

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО в Федеральном реестре аттестованных методик выполнения измерений. Регистрационный код – ФР.1.32.2001.00220

ВВЕДЕНО ВПЕРВЫЕ

Срок первой проверки настоящего РД – 2006 г., периодичность проверки – один раз в 5 лет.

Таблица 1.

Элементы измерительной системы	Диапазон изменения температуры окружающей среды, °С
Термопреобразователь сопротивления	5–60
Первичный измерительный преобразователь расхода, давления	5–40
Линии связи	5–60
Вторичный измерительный прибор расхода, температуры, давления	15–30
Агрегатные средства (АС) измерительно-информационной системы (ИИС), тепловычислитель	15–25

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая Методика выполнения измерений (МВИ) предназначена для использования на источниках тепла (тепловых электростанциях, котельных) при организации и выполнении измерений с приписанной погрешностью количества тепловой энергии, отпускаемой в паровые системы теплоснабжения.

Измерительная информация по количеству тепловой энергии используется при ведении технологического режима работы систем теплоснабжения оператором-технологом, контроле за качеством теплоснабжения и учете количества тепловой энергии, отпускаемой в паровые системы теплоснабжения от источника тепла.

Термины и определения приведены в приложении А.

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЯЕМОМ ПАРАМЕТРЕ

2.1. Измеряемым параметром является количество тепловой энергии, отпускаемой с паром по каждой магистрали теплоснабжения, отходящей от источника тепла.

2.2. Настоящая Методика распространяется на паровые системы теплоснабжения, имеющие следующие характеристики:

- диаметры паропроводов от 100 до 1000 мм;
- давление пара от 0,4 до 14 МПа;
- температуру пара от 180 до 540°С.

3. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Измерение количества тепловой энергии осуществляется рассредоточенными измерительными системами, составные элементы которых находятся в различных внешних условиях.

3.2. Основной величиной, влияющей на измерительные системы количества тепловой энергии, является температура окружающей среды,

остальные влияющие величины незначительны.

Диапазон изменения температуры окружающей среды приведен в таблице 1.

4. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1. Характеристиками погрешности измерений являются пределы относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, отпускаемой в паровые системы теплоснабжения за сутки и месяц.

4.2. Настоящая Методика обеспечивает измерение количества тепловой энергии, отпускаемой в двухтрубные и однострунные паровые системы теплоснабжения с характеристиками, приведенными в разделе 2 настоящего РД, со значениями пределов относительной погрешности измерений (таблица 2) во всем диапазоне изменений влияющей величины (см. раздел 3 настоящей Методики).

5. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ И СТРУКТУРА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

5.1. Измерения количества тепловой энергии являются косвенными измерениями, при которых количество тепловой энергии определяется на основании измерений расхода или количества, температуры и давления теплоносителя.

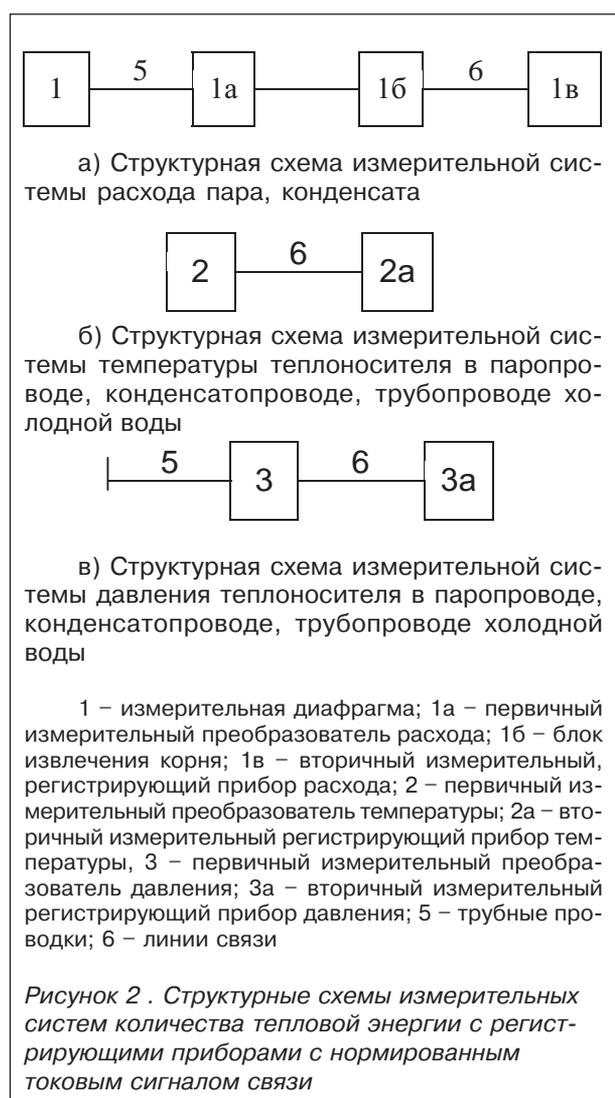
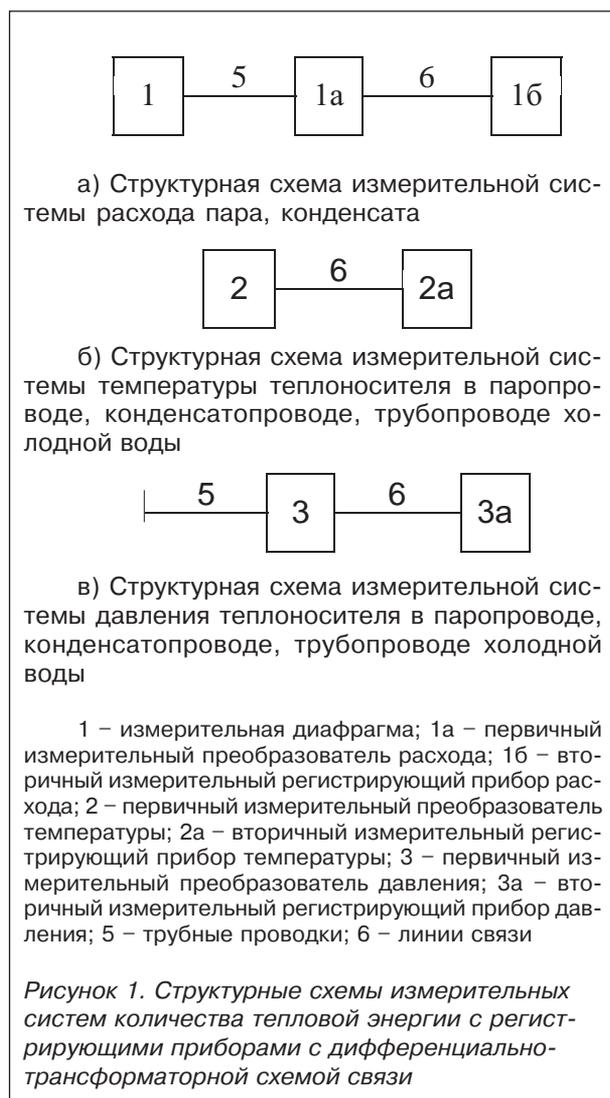
5.2. На источниках тепла широкое распространение получили измерительные системы, структурные схемы которых приведены на рисунках 1-3:

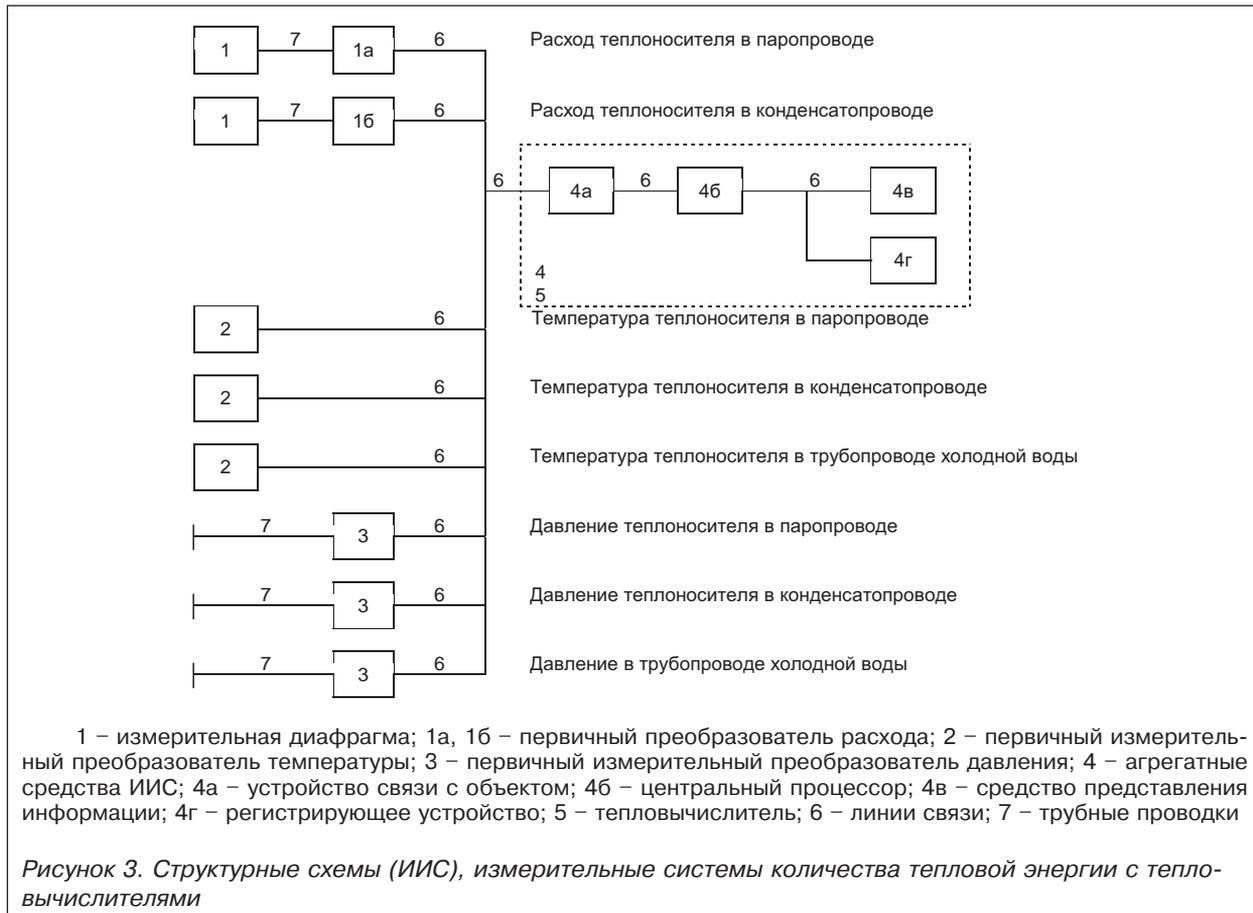
- измерительные системы с регистрирующими приборами (см. рисунки 1 и 2);
- измерительно-информационные системы и измерительные системы с тепловычислителями (см. рисунок 3).

5.3. Средства измерений (СИ), применяемые в измерительных системах количества тепловой энергии, приведены в приложении Б.

Таблица 2.

Измерительные системы	Паровая система теплоснабжения			
	двухтрубная		однотрубная	
	Предел относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %			
	за сутки	за месяц	за сутки	за месяц
1. Измерительные системы с регистрирующими приборами:				
а) с дифференциально-трансформаторной схемой	2,8	2,6	2,7	2,5
б) с нормированным токовым сигналом связи	2,5	2,3	2,4	2,2
2. Измерительно-информационные системы (ИИС), измерительные системы с тепловычислителями	1,6	1,6	1,6	1,6





6. ПОДГОТОВКА И ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. Подготовка к выполнению измерений заключается в осуществлении комплекса мероприятий по вводу измерительных систем в эксплуатацию, основными из которых являются:

- проведение поверки СИ;
- проверка правильности монтажа в соответствии с проектной документацией;
- проведение наладочных работ;
- введение измерительных систем в эксплуатацию.

7. ОБРАБОТКА И ВЫЧИСЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

7.1. Определение количества тепловой энергии, отпущенной потребителям с паром от источника тепла, осуществляется в соответствии с [5] и МИ 2451-98 [9].

7.2. Количество тепловой энергии, отпущенной потребителям по магистралям за сутки, Q_c (МДж) при применении регистрирующих приборов рассчитывается по формулам:

– для двухтрубной магистрали:

$$Q_c = D_n h_n - G_k h_k - (D_n - G_k) h_{хв} \quad (1)$$

– для однострубно́й магистрали:

$$Q_c = D_n (h_n - h_{хв}), \quad (2)$$

где D_n – количество (масса) пара, поданное по паропроводу за сутки, т;

G_k – количество (масса) конденсата, возвращенного по конденсатопроводу за сутки, т;

h_n , h_k и $h_{хв}$ – среднесуточное значение энтальпии теплоносителя в паропроводе, конденсатопроводе и трубопроводе холодной воды, кДж/кг.

Количество теплоносителя определяется путем обработки диаграмм регистрирующих приборов расхода и расчета действительного значения количества (массы) теплоносителя по среднесуточным значениям температуры и давления теплоносителя.

Среднесуточные значения температуры и давления определяются путем обработки суточных диаграмм регистрирующих приборов планиметрами (мерными линейками).

Энтальпии теплоносителя и холодной воды

определяются в соответствии с данными НД ГСССД по среднесуточным значениям температуры и давления теплоносителя и холодной воды.

Обработку результатов измерений и представление измерительной информации по количеству тепловой энергии в виде выходных форм следует производить на ПЭВМ по специальной программе, реализующей указанный выше алгоритм – см. формулы (1) и (2).

7.3. Количество тепловой энергии, отпущенное потребителям по магистралям за сутки, при применении ИИС и измерительных систем с тепловычислителями $Q_c^{ИИС}$ (МДж) рассчитывается по формулам:

– для двухтрубной магистрали:

$$Q_c^{ИИС} = \sum_{i=0}^n D_{тв} h_{тв} - \sum_{i=0}^n G_{кв} h_{кв} - \sum_{i=0}^n (D_{тв} - G_{кв}) h_{хв i}; \quad (3)$$

– для однотрубной магистрали:

$$Q_c^{ИИС} = \sum_{i=0}^n D_{тв} (h_{тв} - h_{хв i}), \quad (4)$$

где i – интервал расчета количества тепловой энергии, ч;

n – число интервалов расчета количества тепловой энергии в сутки;

$D_{тв}$ – количество (масса) пара, поданное по паропроводу за i -й интервал времени, т;

$G_{кв}$ – количество (масса) конденсата, возвращенного по конденсатопроводу за i -й интервал времени, т;

$h_{тв}$, $h_{кв}$, $h_{хв i}$ – энтальпии теплоносителя в паропроводе, конденсатопроводе, трубопроводе холодной воды за i -й интервал времени, кДж/кг.

Энтальпии теплоносителя и холодной воды определяются по средним значениям температуры, давления теплоносителя и холодной воды за интервал усреднения по формулам определения энтальпии теплоносителей МИ 2412-97 [8] и МИ 2451-98 [9].

Средние значения расхода, температуры, давления теплоносителя и температуры холодной воды за интервал усреднения X_{cp} рассчитываются по формуле

$$X_{cp} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k X_i, \quad (5)$$

где X_i – текущее (мгновенное) значение измеряемого параметра;

k – число периодов опроса датчика за интервал усреднения.

При применении ИИС в соответствии с РД 34.09.454 [12] период опроса датчиков составляет не более 15 с, а интервал усреднения параметров (расчета количества тепловой энергии) равен 0,25 ч.

При применении измерительных систем с тепловычислителями период опроса датчиков и интервал расчета количества тепловой энергии устанавливаются при проектировании или программировании тепловычислителей, при этом период опроса датчиков должен составлять не более 15 с, а интервал расчета количества тепловой энергии равен 0,25 ч.

При применении ИИС и измерительных систем с тепловычислителями обработка результатов измерений и представление измерительной информации по количеству тепловой энергии производится автоматически.

7.4. Количество тепловой энергии, отпущенное потребителям по двухтрубной и однотрубной магистралям за месяц (за n суток), Q_m (МДж) определяется по формуле

$$Q_m = \sum_{i=1}^n Q_{ci}, \quad (6)$$

где Q_{ci} – количество тепловой энергии, отпущенное по магистрали за i -е сутки, МДж;

n – число суток в месяце.

7.5. Измерения массового расхода, температуры и давления теплоносителей и холодной воды осуществляются в соответствии с РД 153-34.0-11.343-00 [15], РД 153-34.0-11.345-00 [16], РД 153-34.0-11.344-00 [17], РД 153-34.0-11.350-00 [18], РД 153-34.0-11.351-00 [19] и РД 153-34.0-11.349-00 [20].

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты измерений количества тепловой энергии на источнике тепла должны быть оформлены следующим образом.

8.1. При применении измерительных систем с регистрирующими приборами:

– носитель измерительной информации по параметрам теплоносителей – лента (диаграмма) регистрирующих приборов;

– результаты обработки измерительной информации по параметрам теплоносителей и расчета количества тепловой энергии на ПЭВМ представляются в виде выходных форм на бумажном носителе;

– выходные формы согласовываются с потребителем тепловой энергии.

8.2. При применении ИИС и измерительных систем с тепловычислителями:

– носителем измерительной информации по параметрам теплоносителя, результатам расчета количества тепловой энергии является электронная память АС ИИС и тепловычислителей;

– результаты обработки измерительной информации по параметрам теплоносителя и рас-

чета количества тепловой энергии индицируются на средствах представления информации и представляются в виде выходных форм на бумажном носителе;

– объем представления информации определяется при проектировании ИИС и разработке тепловычислителей, а выходные формы согласовываются с потребителем тепловой энергии.

9. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА

Подготовка измерительных систем количества тепловой энергии к эксплуатации осуществляет-

ся электрослесарем-прибористом с квалификацией не ниже 4-го разряда, а их обслуживание – дежурным электрослесарем-прибористом.

Обработка диаграмм регистрирующих приборов осуществляется техником, а вычисление результатов измерений количества тепловой энергии – инженером ПТО.

10. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

При монтаже, наладке и эксплуатации измерительных систем количества тепловой энергии должны соблюдаться требования РД 34.03.201-97 [23] и РД 153-34.0-03.150-00 [24].

Литература

1. ГОСТ Р 8.563-96. ГСИ. Методики выполнения измерений.

2. ГОСТ 8.207-76. ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Метод обработки результатов наблюдений. Основные положения.

3. ГОСТ 8.563.1-97. ГСИ. Межгосударственный стандарт. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия.

4. ГОСТ 8.563.2-97. ГСИ. Межгосударственный стандарт. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств.

5. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. – М.: МЭИ, 1995.

6. РМГ 29-99. ГСОЕИ. Метрология. Основные термины и определения.

7. МИ 1317-86. ГСИ. Методические указания. Результаты и характеристики погрешности измерений. Форма представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров.

8. МИ 2412-97. ГСИ. Рекомендация. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя.

9. МИ 2451-98. ГСИ. Рекомендация. Паровые системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя.

10. МИ 2377-96. ГСИ. Рекомендация. Разработка и аттестация методик выполнения измерений.

11. МИ 2553-99. ГСИ. Рекомендация. Энергия тепловая и теплоноситель в системах теплоснабжения. Методика оценивания погрешности измерений. Основные положения.

12. РД 34.09.454. Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт, В 2-х ч. – М.: СПО ОРГРЭС, 1991.

13. Преображенский В.П. Теплотехнические измерения и приборы. – М.: Энергия, 1978.

14. Технический отчет. Анализ значений параметров окружающей среды в местах расположения приборов, необходимых для измерения основных технологических параметров на ТЭС, – Екатеринбург; Уралтехэнерго, 1995.

15. РД 153-34.0-11.343-00. Методика выполнения измерений расхода и количества пара, отпускаемого в паровые системы теплоснабжения от источника тепла. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002.

16. РД 153-34.0-11.345-00. Методика выполнения измерений температуры пара, отпускаемого в паровые системы теплоснабжения от источника тепла. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002.

17. РД 153-34.0-11.344-00. Методика выполнения измерений давления пара, отпускаемого в паровые системы теплоснабжения от источника тепла. – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

18. РД 153-34.0-11.350-00. Методика выполнения измерений расхода и количества конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002.

19. РД 153-34.0-11.351-00. Методика выполнения измерений температуры конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла, и холодной воды, используемой для подпитки. – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

20. РД 153-34.0-11.349-00. Методика выполнения измерений давления конденсата, возвращенного из паровой системы теплоснабжения на источник тепла, и холодной воды, используемой для подпитки. – М.: СПО ОРГРЭС, 2001.

21. ГОСТ 22315-77. Средства агрегатные информационно-измерительных систем. Общие положения.

22. ГОСТ Р 51-649-2000. Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия.

23. РД 34.03.201-97. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: ЭНАС, 1997.

24. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: ЭНАС, 2001.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	Определение	Документ
Измерительный прибор	Средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне. Примечание. По способу индикации значений измеряемой величины измерительные приборы разделяют на показывающие и регистрирующие	РМГ 29-99 [6], п. 6.11
Первичный измерительный преобразователь	Измерительный преобразователь, на который непосредственно воздействует измеряемая физическая величина, т.е. первый преобразователь в измерительной цепи измерительного прибора (установки, системы)	РМГ 29-99 [6], п. 6.18
Измерительный преобразователь	Техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи и имеющее нормированные метрологические характеристики	РМГ 29-99 [6], п. 6.17
Измерительная система	Совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта и т.п. с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, и выработки измерительных сигналов в разных целях. Примечание. В зависимости от назначения измерительные системы разделяют на измерительные информационные, измерительные контролирующие, измерительные управляющие системы и др.	РМГ 29-99 [6], п. 6.14
Агрегатное средство измерений	Техническое средство или конструктивно законченная совокупность технических средств с нормируемыми метрологическими характеристиками и всеми необходимыми видами совместимости в составе измерительной информационной системы	ГОСТ 22315-77 [21], пп. 1.2 и 3.9
Теплосчетчик	Измерительная система (средство измерений), предназначенная для измерения количества теплоты	ГОСТ Р 51-649-2000 [22]
Тепловычислитель	Средство измерений, предназначенное для определения количества теплоты по поступающим на его вход сигналам от средств измерений параметров теплоносителя	ГОСТ Р 51-649-2000 [22]
Косвенное измерение	Определение искомого значения физической величины на основании результатов прямых измерений других физических величин, функционально связанных с искомой величиной	РМГ 29-99 [6], п. 5.11
Методика выполнения измерений	Установленная совокупность операций и правил при измерении, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с гарантированной точностью в соответствии с принятым методом	РМГ 29-99 [6], п. 7
Аттестация МВИ	Процедура установления и подтверждения соответствия МВИ предъявленным к ней метрологическим требованиям	ГОСТ Р 8.563-96 [1], п. 3.1
Приписанная характеристика погрешности измерений	Характеристика погрешности любого результата совокупности измерений, полученного при соблюдении требований и правил данной методики	ГОСТ Р 8.563-96 [1], п. 3.5

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Наименование и тип СИ	Основная допускаемая приведенная погрешность, ± %	Организация-изготовитель
Измерительные системы с регистрирующими приборами с дифференциально-трансформаторной схемой связи		
Диафрагма камерная типа ДКС	-	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Манометр дифференциальный мембранный ДМ 3583М	1,0	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Прибор автоматический с дифференциально-трансформаторной схемой КСД-2	1,0 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Термопреобразователь сопротивления ТСП	Класс В	ЗАО НПЦ «Навигатор» (г. Москва)
Термопреобразователь сопротивления ТСМ	Класс В	ЗАО НПЦ «Навигатор» (г. Москва)
Мост автоматический показывающий регистрирующий КСМ-2	0,5 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)	ПО «Львовприбор» (г. Львов)
Преобразователь измерительный избыточного давления МЭД 22331	1,0	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Прибор автоматический с дифференциально-трансформаторной схемой КСД-2	1,0 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Планиметр полярный ПП-М	0,5 измеренной площади	ПО «Львовприбор», кооператив «Темп» (г. Львов)
Измерительные системы с регистрирующими приборами с нормированным токовым сигналом связи		
Диафрагма камерная типа ДКС	-	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Преобразователь разности давления «Сапфир 22М-ДД»	0,5	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Блок извлечения корня БИК 36М	0,2	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Прибор регистрирующий одноканальный РП-160М	0,5 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)	ПО «Львовприбор» (г. Львов)
Термопреобразователь сопротивления ТСП	Класс В	ЗАО НПЦ «Навигатор» (г. Москва)
Термопреобразователь сопротивления ТСМ	Класс В	ЗАО НПЦ «Навигатор» (г. Москва)
Мост автоматический показывающий регистрирующий КСМ-2	0,5 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)	ПО «Львовприбор» (г. Львов)
Преобразователь избыточного давления «Сапфир 22М-ДИ»	0,5	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Прибор регистрирующий одноканальный РП-160М	0,5 (по показаниям); 1,0 (по регистрации)	ПО «Львовприбор» (г. Львов)
Планиметр полярный ПП-М	0,5 измеренной площади	ПО «Львовприбор», кооператив «Темп» (г. Львов)
Измерительно-информационные системы, измерительные системы с тепловычислителями		
Диафрагма камерная типа ДКС	-	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Агрегатные средства ИИС	0,3 (канал)	-
Теплоэнергоконтроллер ТЭКОН-10	0,2	ИВП «Крейт» (г. Екатеринбург)
Измерительный преобразователь разности давления «Сапфир 22М-ДД»	0,25	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Преобразователь избыточного давления «Сапфир 22М-ДИ»	0,5	ЗАО «Манометр» (г. Москва)
Термопреобразователь сопротивления ТСП	Класс В	ЗАО НПЦ «Навигатор» (г. Москва)
Термопреобразователь сопротивления ТСМ	Класс В	ЗАО НПЦ «Навигатор» (г. Москва)

Примечание. Допускается применение других СИ с основными допускаемыми приведенными погрешностями, не превышающими указанных в таблице.

А. Алифанов



ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО РЫНКА КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ И НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Компрессоры разных типов и назначения применяются сегодня практически во всех отраслях промышленности. Потребителей компрессорного оборудования интересуют прежде всего надежность и бесперебойность его работы, а также низкие ремонтные и эксплуатационные затраты.

Подобным требованиям в полной мере отвечает продукция **Уральского компрессорного завода** (г. Екатеринбург). Предприятие выпускает воздушные поршневые и газовые компрессорные установки высокого давления, мембранные компрессоры унифицированного ряда, передвижные компрессорные станции (КС), стационарные компрессоры общего назначения. Агрегаты Уральского завода отличаются высоким качеством, оригинальной конструкцией, компактностью, надежностью, простотой обслуживания. Все оборудование оснащено необходимыми приборами, аппаратурой управления, а также предохранительными устройствами и запасными частями для обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации. Предприя-

тие освоило выпуск новых компрессорных агрегатов АВШ-6/10, ВШВ-3/100 и передвижной компрессорной станции ПКС-7/100, предназначенных для нужд топливно-энергетического комплекса. Компрессор АВШ-6/10 производительностью 6 м³/мин. с давлением до 10 атм разработан в рамках программы по замене компрессорного оборудования буровых установок. Он спроектирован специально под габаритные размеры и привязку ранее использовавшегося на буровых установках российского производства компрессора 4ВУ1-5/9 Мелитопольского компрессорного завода (Украина), поэтому его встраивание в компрессорный блок установки осуществляется достаточно легко. АВШ-6/10 характеризуется повышенной износостойкостью, улучшенными параметрами работы в реверсивном режиме, надежностью функционирования в сложных климатических условиях. Компрессорный агрегат ВШВ-3/100, предназначенный для сжатия атмосферного воздуха до давления 10 МПа, используется для обеспечения работы воздушных

высоковольтных включателей в составе распределительных устройств электростанций и подстанций. Агрегат поставляется для комплектации строящихся КС и замены компрессорных агрегатов типа ВШ-3/40 на действующих станциях с сохранением существующих фундаментов и коммуникаций. Передвижная компрессорная станция ПКС-7/100 представляет собой автономную установку, смонтированную на шасси автомобиля «Урал». Она используется для получения сжатого воздуха с давлением до 10,2 МПа, применяемого при освоении и ремонте нефтяных скважин, а также для наполнения баллонов в полевых условиях, очистки, продувки и опрессовки трубопроводов. В состав ПКС входят 4-ступенчатый поршневой компрессор с жидкостным охлаждением, приводной двигатель ЯМЗ-238 М2, холодильники, воздухопровод, системы управления и защиты. Все оборудование станции закрыто металлическим кузовом и может работать при температуре окружающего воздуха от -45 до +45 °С.

Компания «Дальэнерго» (г. Хабаровск), производитель индустриальных компрессорных машин, выпускает целый ряд новых унифицированных компрессоров ТКА 80/9, ТКА 130/9, ТКА 250/9 производительностью соответственно 80, 130 и 250 м³/мин., предназначенных для сжатия и перемещения атмосферного воздуха.

Компрессоры с блочной конструкцией и автоматизированным управлением полностью соответствуют высоким требованиям по мощности, долговечности и безотказности. Основную часть агрегатов ТКА 80/9 и ТКА 130/9 составляет 2-роторный 2-ступенчатый турбокомпрессор, размещенный на раме в едином блоке с промежуточным и конечным воздухоохладителями, а также устройствами смазочной системы. ТКА 250/9 состоит из размещенного на раме 2-роторного 3-ступенчатого турбокомпрессора, двух промежуточных и одного конечного воздухоохладителей. Высокоэффективное регулирование производительности компрессоров обеспечивается соответствующими входными аппаратами. Удобная система управления позволяет в реальном времени отслеживать все параметры работы и состояние агрегата. Высокая степень автоматизации и легкость доступа к основным частям компрессора обеспечивают простоту обслуживания установок. Эти агрегаты могут применяться на средних и крупных предприятиях при работе с большой нагрузкой, а также в цехах, где необходимо постоянное поступление сжатого воздуха.

Воздушные поршневые компрессоры на давление от 6 до 400 атм; компрессоры на давление до 300 атм, обеспечивающие получение сжатого воздуха, пригодного для дыхания; мембранные компрессоры для перекачки азота и кислорода; газовые компрессоры; блоки осушения и очистки

газа – таков далеко не полный перечень оборудования, выпускаемого **ОАО «Компрессор»** (г. Санкт-Петербург). Особое место в номенклатуре продукции компании занимают полностью автоматизированные винтовые компрессоры производительностью от 5 до 50 м³/ч. Агрегаты просты в эксплуатации. Их можно устанавливать без фундамента на любую горизонтальную поверхность. Низкий уровень рабочего шума и привлекательный внешний вид делают возможным размещение их в одном помещении с потребителем сжатого воздуха. Устойчивые характеристики, экономичное энергопотребление, надежность и повышенный в сравнении с компрессорами поршневого типа рабочий ресурс позволяют эффективно использовать винтовые компрессоры на самых ответственных участках производств. Среди новинок компании особого внимания заслуживает автомобильная газонаполнительная компрессорная станция АГНКС БК-75М, разработанная в рамках программы использования природного газа (метана) в качестве моторного топлива. Малогабаритная КС предназначена для заправки грузовых и легковых автомобилей сжатым до 20 МПа природным газом. Оборудование станции размещено в четырех функционально завершенных блоках-контейнерах, что позволяет перемещать ее на всех видах транспорта, делает возможным ускоренный монтаж и эксплуатацию на открытых площадках при температуре окружающей среды от -50 до +45 °С. Система автоматизированного управления, обеспечивая работу станции в автоматическом режиме, позволяет контролировать ее параметры и управлять технологическим процессом.

Концерн «Росгидромаш» (г. Орел) выпускает центробежные насосы самого разного назначения. Например, центробежные горизонтальные одноступенчатые насосы типа Д используются для перекачивания воды и сходных по свойствам жидкостей. Применяются такие агрегаты на насосных станциях промышленного, городского и сельского водоснабжения. Прочный корпус и надежно выполненные детали гарантируют работу насосов этого типа даже в очень тяжелых условиях эксплуатации. Самый мощный насос серии Д обеспечивает наибольший расход жидкости 630 м³/ч при максимальном напоре 125 м. На своем выставочном стенде компания продемонстрировала агрегат Д315, подающий 315 м³/ч жидкости с допустимой температурой от 0 до 85 °С при напоре 71 м. Подъем из артезианских скважин чистой воды, используемой в городских системах водоснабжения, можно производить с помощью выпускаемых концерном центробежных погружных насосов типа ЭЦВ, предназначенных для откачки воды с общей минерализацией не более 1500 мг/л. Приводная часть насосов типа ЭЦВ комплектуется вертикальными электродвигателями

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

различной мощности. Центробежные насосы типа СМ разной производительности, предлагаемые «Росгидромаш», предназначены для перекачивания бытовых и промышленных сточных вод, а также других загрязненных жидкостей плотностью до 1050 кг/м³ с показателем рН от 6 до 8,5. С учетом характера перекачиваемой среды насосы типа СМ снабжены более широкими проточными каналами в сравнении с агрегатами, перекачивающими чистые жидкости. Обтекаемые поверхности рабочего колеса устанавливаются заподлицо с поверхностью спирального канала. В ассортименте предлагаемых концерном центробежных насосов для предприятий коммунального хозяйства особый интерес вызывают сетевые насосы типа СЭ, представляющие собой одну из модификаций горизонтальных одноступенчатых насосов. Они предназначены для перекачивания воды с температурой до 180 °С с концентрацией до 5 мг/л твердых включений размером до 0,2 мм. В основном такие насосы применяются в теплофикационных сетях. От насосов типа Д они отличаются использованием модифицированного чугуна при изготовлении корпуса, крышки и рабочего колеса, а также наличием водяной рубашки охлаждения около узлов уплотнения.

Насосные установки для поддержания заданного давления в системах водоснабжения выпускает **ЗАО «Промэнерго»** (г. Санкт-Петербург). Компания освоила выпуск установки повышения давления «ГидроПро», изготовленной в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01-91. Она предназначена для увеличения и стабилизации давления в системах питьевого водоснабжения жилых, административных и производственных зданий, а также в промышленных системах водоснабжения. Агрегат «ГидроПро» базовой серии является малогабаритной автоматической насосной станцией, которая обеспечивает напор до 56 м вод. ст. и подачу жидкости объемом до 50 м³/ч. Полностью готовая к подключению установка с высокими техническими характеристиками и качеством исполнения состоит из смонтированных на общей раме оснований двух многоступенчатых центробежных насосов, шкафа управления, трубопроводов с запорной арматурой, манометров, датчиков давления и обратных клапанов. Требуемое давление автоматически поддерживается в сети включением и выключением присоединенного насоса установки. Второй насос может включаться дополнительно или оставаться в резерве. Шкаф управления установки с микропроцессором осуществляет включение и выключение насосов, контроль их работы с настройкой различных режимов, переключение и автоматическую смену насосов, включение при необходимости резервного агрегата, а также защиту электродвигателя.

Специалисты **НПФ «Экотехника»** (г. Москва)

освоили выпуск новых для российского рынка уникальных устройств для надежной и безопасной перекачки продуктов как низкой, так и высокой вязкости – герметичных самовсасывающих шланговых перистальтических насосов промышленного назначения типа НП с подачей 0,04-60 м³/ч жидкости и давлением до 1,5 МПа. Агрегаты типа НП позволяют перекачивать жидкости и суспензии с высоким содержанием твердых, в т. ч. абразивных, включений, горючие и аэрированные среды. Принцип действия перистальтического насоса заключается в следующем: при вращении ротора специальный башмак полностью пережимает шланг, расположенный по окружности внутри заполненного смазочно-охлаждающей жидкостью корпуса, и выдавливает рабочую среду в напорную линию. За башмаком шланг восстанавливает свою форму и обеспечивает самовсасывание. Абразивные частицы вдавливаются в эластичный внутренний слой шланга, не повреждая его, а затем выталкиваются в поток. В зависимости от вида перекачиваемой жидкости насосы комплектуются абразивостойкими шлангами для перекачки нейтральных слабокислых и щелочных сред, кислот, масло-, нефте- и пищевых продуктов. Втулки насоса, контактирующие с рабочей средой, изготавливаются из титана, углеродистой или нержавеющей стали. Основное преимущество такого насоса заключается в простоте конструкции: его единственная изнашивающаяся деталь – шланг – заменяется без демонтажа насоса в течение часа. Перистальтический насос абсолютно герметичен, не имеет уплотнений и обеспечивает самовсасывание до 9 м вод. ст. без предварительной заливки. При отсутствии жидкости насосы могут работать в режиме сухого хода. В рабочем состоянии сохраняется структура перекачиваемой среды, т. е. она не контактирует с движущимися металлическими частями. Подобные шланговые насосы в комплекте с преобразователем частоты обеспечивают регулирование подачи в диапазоне от 10 до 100% с точностью 1,5% и наиболее эффективны при откачке из емкостей вязких загрязненных сред, перекачивании сред с повышенным содержанием абразивных частиц и длинноволокнистых включений.

ОАО «ОКТБ «Кристалл» (г. Йошкар-Ола) выпускает серию насосов, которые отличаются высокой коррозионной стойкостью деталей, контактирующих с перекачиваемой средой. Герметичные химически стойкие насосы марки ХЦМ, применяемые для перекачивания в стандартных условиях нейтральных, агрессивных, токсичных, горючих и содержащих вредные вещества жидкостей, можно использовать в любых отраслях промышленности. Моноблочная бессальниковая конструкция, магнитная муфта и применение специальных материалов обеспечивают полную герметичность технологичес-

временными в СНГ. Срок реализации этого проекта – 3 года, предполагаемые инвестиции – \$50 млн. Реконструкция позволит создать замкнутый цикл переработки отходов и производства из них электроэнергии.

(По материалам агентства РБК, www.rbc.ru)

СОДРУЖЕСТВО ЗАБОТЯТ РЕГЛАМЕНТЫ

26 апреля 2005 года в г. Москве состоялось 6 заседание Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ».

Наряду с другими вопросами на заседании обсуждалась проблема, связанная с разработкой необходимых технических регламентов (ТР) для обеспечения надежной параллельной работы энергосистем государств СНГ.

К очередному заседанию члены Рабочей группы подготовят предложения, касающиеся перечня ТР в электроэнергетике и объектов технического регулирования, входящих в данные регламенты, создания правовых основ введения в действие ТР на территориях государств СНГ, порядка и организации разработки ТР, порядка и объема финансирования разработки ТР энергокомпаниями и энергосистемами.

На заседании Рабочая группа назвала победителей конкурса по разработке НТД в 2005 г.: институт «Энергосетьпроект», Россия («Нормы проектирования межгосударственных линий электропередачи»), Грузинский НИИ энергетики и энергетических сооружений им. Г.Чоговадзе («Единая инструкция по подведению суточных и месячных итогов работы объединений энергосистем стран СНГ»), ВНИИЭ, Россия («Порядок проведения противоаварийных тренировок персонала, обслуживающего межгосударственные линии электропередачи»).

(По материалам www.energo-cis.org)

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

кого процесса, отсутствие утечек, сохранение стерильности и чистоты перекачиваемого продукта, безопасность персонала и окружающей среды. К основным конструктивным особенностям герметичных, относительно легких насосов марки ХЦМ относятся отсутствие внешних уплотнений вращающихся частей и моноблочность конструкции, которая объединяет насосную часть и встроенный асинхронный электродвигатель. Насосы снабжены рабочим колесом одностороннего входа с щелевым уплотнением, исключающим попадание в электродвигатель случайных частиц. Предприятие производит агрегаты марки ХЦМ 3/25, в которых детали проточной части изготовлены из полипропилена с высокой устойчивостью к воздействию агрессивных сред, корпус выполнен из синтетического материала, а вал – из нержавеющей стали, обеспечивающей коррозионную стойкость агрегата. Насосы 3ЦМ 12/25М выпускаются с двигателями во взрывозащищенном исполнении, с проточной частью, изготовленной из нержавеющей стали. Насосы смазываются и охлаждаются за счет перекачиваемой жидкости.

Широкий выбор химических насосов разных типоразмеров и марок предлагает компания «Герметика» (г. Москва), в ассортименте которой центробежные горизонтальные насосы марки Х производительностью от 2 до 500 м³/ч, насосы марки АХО для эксплуатации в тяжелых условиях, агрегаты марки АХ с высокими гидравлическими показателями: диапазоном подачи от 3 до 3115 м³/ч и напором от 15 до 50 м, а также погружные насосы марок АХП, АХИ, ТХИ, способные перекачивать химически активные и нейтральные жидкости плотностью до 1850 кг/м³. Помимо химических насосов компания «Герметика» выпускает ряд торцевых уплотнителей для насосов, применяемых в коммунальном хозяй-

стве, энергетике и химии. Торцевые уплотнители марки 217.R применяются в вихревых насосах типа В, шестеренчатых типа Ш, а также в консольных типа К, КМ, перекачивающих воду с температурой до 80 °С. Все металлические детали таких уплотнителей изготовлены из стали марки 12Х18Н10Т, а вторичное уплотнение – из резины. Уплотнители марок 211, 251, 351, не оказывающие разрушительного воздействия на вторичное уплотнение из резины, применяются в основном для уплотнения центробежных насосов. Марка 251/Д применяется в насосах типа Д, конденсаторных насосах типа Кс, химических насосах типа АХ, ТХ. Все перечисленные уплотнители устанавливаются непосредственно на гладком валу без каких-либо доработок насоса.

ОАО «Вакууммаш» (г. Казань), крупнейшее в России специализированное предприятие по разработке и производству вакуумного оборудования, серийно выпускает широкий ассортимент насосов, в т. ч. жидкостно-кольцевые вакуумные и пластинчато-роторные, механические и механические плунжерные, двухроторные вакуумные и мембранные вакуумные, паромасляные диффузионные насосы и т.п. Наряду с серийной продукцией ОАО «Вакууммаш» разрабатывает и выпускает уникальное вакуумное насосное оборудование специального назначения. Например, одноступенчатый пластинчато-роторный насос НВР-20С с масляным уплотнением и воздушным принудительным охлаждением предназначен для откачки воздуха, химически неактивных газов, паров и парогазовых смесей из герметичных вакуумных систем, а также из теплоизоляционных полостей резервуаров. Насос со скоростью перекачки 20 л/сек. может работать как в стационарных, так и в передвижных установках. Разработанный компанией вакуумный двухроторный насос ДВН-50М

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

функционирует в двух режимах: всасывающем и напорном, создавая абсолютное давление при всасывании 49 кПа, а при нагнетании – 130 кПа. Насос можно использовать в пневмотранспортных установках для перемещения сыпучих материалов, подачи технических газов в химических и металлургических производствах, продувки фильтров на гидротехнических станциях, а также в установках машинного доения фермерских хозяйств. Новое поколение высоковакуумных диффузионных насосов типа НД со скоростью перекачки от 3000 до 50 000 л/сек. имеет расширенный диапазон рабочих давлений и максимальную величину давления на выпуске 35 Па. Насосы НД в основном применяются в металлургической промышленности: в напылительных установках, вакуумных печах, а также системах вакуумной сушки и плавки. Компактный вакуумный мембранный насос НВМ-3, созданный ОАО «Вакууммаш», обеспечивает чистую безмасляную откачку воздуха, а также других газов и паров, не загрязняя окружающую среду. Агрегат прост в эксплуатации, практически не нуждается в техническом обслуживании, надежно работает в любом пространственном положении. С его помощью можно нагнетать давление до 0,5 кгс/см².

«Пищмашсервис» (г. Москва) производит высокотехнологичное насосное оборудование для современных пищевых производств, в т.ч. широкий ассортимент насосов из нержавеющей стали, предназначенных для перекачивания жидких, вязких и полувязких продуктов с гарантийным сроком службы 12 месяцев. Компания также выпускает роторные насосы. Один из видов – одновинтовые насосы серии ОНВ производительностью от 0,7 до 10 м³/ч. Они широко применяются в пищевой промышленности. Все детали, соприкасающиеся с продуктом, изготовлены из ма-

териалов, которые допущены к контакту с пищевыми продуктами. Эти агрегаты создают давление нагнетания не менее 0,5 МПа и могут комплектоваться рубашкой подогрева перекачиваемого продукта, механическим мотор-вариатором или частотным преобразователем. Преимущество выпускаемых компанией шестеренных и роторных насосов, предназначенных для перекачивания продуктов с вязкостью 100 см²/сек. и температурой до 90°С, состоит в возможности плавной регулировки подачи. Шестеренные насосы марок ШНК 9, ШН 7К с рабочим давлением 0,85 МПа комплектуются электродвигателем мощностью от 1,5 до 4 кВт. На насосах установлены торцевые уплотнения валов сильфонного типа. Устройства просты в обслуживании, легко промываются и разбираются. Откачные насосы марок П8-ОНП 1, П8-ОНП 2, создающие высокое давление, предназначены для перекачивания продукта из флагов, бочек и других емкостей. Они могут работать как в мобильных, так и стационарных условиях. Откачные агрегаты просты по конструкции, удобны в обслуживании, надежны, долговечны и минимально влияют на продукт. Удобную передвижную конструкцию имеет выпускаемая предприятием поршневая насосная установка Ж6 ВВП 10/32, которая применяется для перекачивания жидкостей с плотностью 1095 кг/м³. К преимуществам установки Ж6 ВВП 10/32 можно отнести наличие большого пространства между корпусами насоса и привода, что позволяет быстро и качественно менять сальниковую набивку. В редукторе привода можно использовать пластичную смазку вместо жидкой для исключения подтекания масла и загрязнения помещения. Направление перекачивания продукта также можно изменять с помощью четырехходового крана.

*По материалам журнала
«Снабженец»*

НОВОСТИ КОМПАНИЙ

56 >>

РОДНЫЕ ПРОСТОРЫ ОДОЛЕЛА АСУ

В сетевом энергетическом предприятии «Энергонефть-Самара» идет опытная эксплуатация АСУ ТООиР. Компания снабжает электроэнергией объекты ОАО «Самаранефтегаз» и обслуживает соответствующее оборудование. В ее составе – 8 цехов, которые удалены на расстояние до 150 км и работают в сетевых районах с радиусом до 200 км. В этих условиях управление техобслуживанием и ремонтами (ТООиР) потребовало внедрения автоматизированной системы. Ее создали специалисты НПП «СпецТек» (Санкт-Петербург) на базе TRIM – программного комплекса собственной разработки. Они выполнили проектирование, поставили ПО, аппаратные средства, осуществили пусконаладочные работы, провели консультирование и обучение персонала. В базе данных новой АСУ объектами учета стали подстанции, ЛЭП, распределительные устройства, кабельные линии, электродвигатели, ДЭС и др. электрооборудование.

К настоящему времени завершён первый этап проекта.

ТОРЖЕСТВА В ДИВИЗИОНЕ

На Невинномысской ГРЭС 19 апреля состоялся торжественный пуск нового турбоагрегата №3 (ТГ-3), реконструкцию которого закончило ПО «Уралэнергомонтаж».

Это первый ввод в эксплуатацию новых мощностей в рамках образованной «Оптовой генерирующей компании № 5» («ОГК-5»). ЗАО «ПО «Уралэнергомонтаж», одно из предприятий Подрядного дивизиона «Беркут» (Екатеринбург), стало генеральным подрядчиком по комплексу работ, связанных с заменой турбоагрегата, включая поставку недостающего оборудования. С декабря 2003 г. специалисты «Уралэнергомонтажа» заменили турбину, установили синхронный турбогенератор, смонтировали весь объем трубопроводов для турбины, изготовили на собственной производ-

>> 70



ВИНТОВОЙ ИЛИ ТУРБО?

Обеспечение технологического оборудования сжатым воздухом надлежащего качества (с требуемыми параметрами при меняющихся внешних условиях, а также с полным отсутствием масла) является одной из проблем энергетических служб предприятий.

На вопросы отвечают:

Анатолий Петрович Александров, главный инженер российской компании ООО «Премиум Инжиниринг», которая специализируется на комплексных решениях в области промышленных систем сжатого воздуха.

Андрей Владимирович Воронецкий, к.т.н., старший научный сотрудник МАИ, главный инженер проекта ООО «Премиум Инжиниринг».

Денис Дмитриевич Смыслов, представитель в России американской корпорации Cooper Turbocompressor, ведущего мирового производителя безмасляных воздушных турбокомпрессоров.

Какой компрессор выбрать?

А.П. Александров:

Производить безмасляный сжатый воздух могут винтовые компрессоры с тефлоновым покрытием винтовых поверхностей (ВКс) и турбокомпрессоры (ТК), а также поршневые компрессоры (но их мы не рассматриваем по причине малых расходов и малого ресурса). Каждый из типов имеет следующие особенности:

ВКс – поставляется в собранном виде, имеет небольшие габариты, не требует специального фундамента, сжатие в 2 ступени (в диапазоне 4 -10 бар), вибрацию не создает. Винтовая пара неремонтопригодна – подлежит замене через 40 000 часов наработки (для наиболее рас-

пространенных ВКс – 32 000 согласно регламента) – отправка на завод. Стоимость заменяемого блока – около 60% от стоимости компрессора. При этом постоянно накапливаемый износ винтовой пары ухудшает характеристики компрессора с течением времени. Блок может работать и дальше, но его показатели ухудшатся настолько, что компрессор не сможет обеспечивать требуемой производительности и давления, расчет энергопотребления ВКс выполнен с учетом этих данных (см. рис. 1). При отсутствии VSD (частотного регулирования) ВКс имеет регулирование «загрузка-разгрузка» или «холостой ход». Для режима регулирования «загрузка-разгрузка» необходим ресивер. При таких способах регулирования удельный расход электроэнергии на производство сжатого воздуха увеличивается на 20–30%.

ТК – поставляется в собранном виде, имеет минимальные габариты, не требует специального фундамента, не ухудшает своих характеристик в процессе эксплуатации (проточная часть не изнашивается). Количество ступеней сжатия – 2 (в диапазоне 3 – 5,5 бар), 3 (в диапазоне 5,5–11 бар). Для компрессоров производства Cooper Turbocompressor 40 000 часов наработки – время проведения инспекции состояния и регулировки зазоров подшипников, зубчатой передачи, уплотнений (стоимость инспекции – примерно 3 000 USD). В отличие от ВКс, ТК не нуждается ни в частотном регулировании, ни в ресивере, поскольку, являясь нагнетателем динамического сжатия, имеет газодинамическое регулирование. Использование входного направляющего аппарата (ВНА) позволяет закручивать поток на входе в первую ступень при снижении произ-

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

водительности, что обеспечивает сохранение оптимальных углов взаимодействия потока с рабочим колесом при постоянной частоте вращения. Подобный способ регулирования, возможный только для лопаточных машин, можно считать улучшенным аналогом частотного регулирования. Энергопотребление на режимах неполной загрузки при использовании ВНА снижается пропорционально снижению производительности. Стоимость ВНА более чем на порядок ниже стоимости VSD, который помимо положительных эффектов может давать и отрицательные (помехи в электросети, перегрев электродвигателя, ухудшение условий смазки подшипников компрессора и мотора, попадание в зону резонансных частот валов и т.п.). Для ТК газодинамическое регулирование позволяет изменять производительность от 60 до 100% от номинальной, при этом сброса воздуха не происходит, удельное энергопотребление во всем диапазоне соответствует расчетному режиму.

На что следует обратить внимание при сравнении ВКс и ТК?

А.В. Воронцовский:

Наиболее важным вопросом для пользователя является стоимость жизненного цикла оборудования (при одинаковом давлении и производительности). Стоимость жизненного цикла C будем оценивать как $C_0 + C_э$. C_0 – стоимость оборудования, $C_э$ – основные эксплуатационные затраты. $C_э$ можно представить следующим образом:

$$C_э = C_1 + C_2 + C_3$$

C_1 – стоимость потребленной электроэнергии (за период эксплуатации) из расчета 0,58 руб/кВт*ч);

C_2 – стоимость запчастей и расходных материалов (включая масло, масляные и воздушные фильтры, маслоотделяющие линейные фильтры);

C_3 – стоимость охлаждения (исходя из стоимости 1 м³ воды – 3,58 руб).

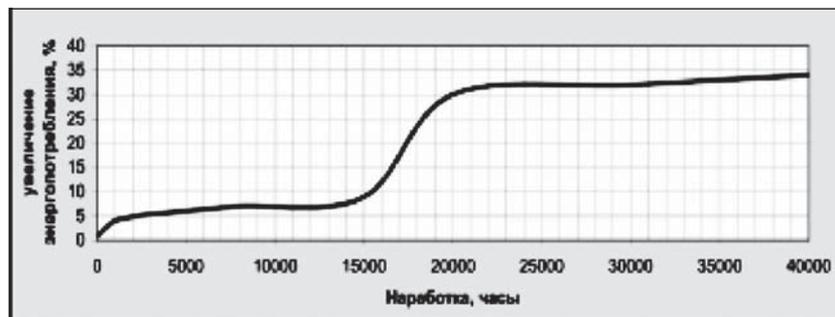


Рис. 1. Износ безмасляной винтовой пары

Проведем сравнение приведенной стоимости этих двух типов компрессоров для следующих условий:

- режим работы оборудования непрерывный (оборудование имеет постоянную потребность в сжатом воздухе, регулирование необходимо только при отключении какой-либо из линий);
- рабочее давление за компрессором для обеспечения оборудования (с учетом потерь давления на магистралях и осушителях воздуха) 4,5 бар (изб.);
- единичная производительность 100 м³/мин;
- охлаждение водяное;
- расчетный период эксплуатации (для проведения сравнения) 5 лет (40 000 часов).

Для проведения сравнения нами выбраны две модели компрессоров: винтовой компрессор – мощностью 630 кВт и турбокомпрессор – ТА3000 (50)(600/70) (см. таблицу).

Результаты проведенного сравнительного анализа представлены на графиках рис. 2–3.

Чем определяется стоимость выбранных моделей оборудования (составляющая C_0)?

Д.Д. Смыслов:

Означенные цены на оборудование обычно даются дилерами как приблизительные, поскольку на формирование цены во многом влияет и комплектация компрессора, и общая стоимость всего контракта. Тем не менее, как видно из графиков, стоимость накопленных расходов за период эксплуатации во много раз превышает цену самого компрессора, поэтому для проведения сравнительных оценок этих данных вполне достаточно.

Чем объясняется такая большая разница в удельном энергопотреблении ВКс и ТК (составляющая C_1)?

А.П. Александров:

При требуемом давлении в сети 4,5 бар лучше будет работать тот компрессор, для которого расчетная рабочая точка будет ближе к этой величине. Для ТК это 4,8 бар, для ВКс – 7,5 бар. Именно по этой причине модельные ряды Cooper Turbocompressor разбиты на условные поддиапазоны расчетного давления: (3,4; 4,8; 5,5) – 2 ступени, (6,9; 8,6; 10,3) – 3 ступени бар изб. Соседние диапазоны регулирования давления перекрываются, поэтому всегда легко выбрать оптимальный вариант. Для наиболее распространенных ВКс соответствующий ряд диапазонов такой: (2,0; 2,5; 3,5) – 1 ступень, (7,5; 8,0; 8,6; 10,0) – 2 ступени. Этот ряд гораздо труднее адап-

тировать к требованиям оборудования, поскольку давление на входе в машину (после осушителей) должно быть 3,5–4,0 бар изб. Кроме того, для безмасляной винтовой пары велики утечки воздуха через межвинтовой зазор, увеличивающийся в процессе эксплуатации (см. рис. 1), а также бесполезные затраты энергии на приведение во вращение массы воздуха, проходящей через винтовой блок (закрутка воздуха здесь никак далее не используется).

Может ли применение частотного регулирования (VSD – регулятор) уменьшить энергозатраты для ВКс?

А.В. Воронцовский:

В рассматриваемом случае – нет, если воздухопотребление оборудования весьма стабильно. Частотное регулирование необходимо для компрессоров объемного действия (поршневых, винтовых и т.п.) при скачкообразном воздухопотреблении в сети, на которую работает компрессор. Для ВКс без VSD это, конечно, плохо: возникает необходимость в ресивере при регулировании «загрузка-разгрузка». Такой режим только ухудшит характеристики ВКс, которые мы подсчитали (на 15–20 %), а применение VSD лишь позволит поддержать их на прежнем уровне. Для ТК подобной проблемы не возникает вообще, поскольку ВНА переведет компрессор на режим пониженной производительности. Приемистость работы ВНА 2–3 сек – полной переключки с минимального режима на максимальный, поэтому для лопаточных машин применение VSD, в принци-

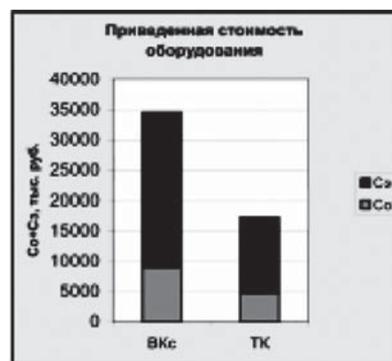


Рис. 2. Стоимость жизненного цикла

пе, вообще не нужно при наличии ВНА.

А если на каждую линию поставить свой ВКс?

А.П. Александров:

Подобный принцип организации работы компрессорного парка подойдет лишь для сильно удаленных друг от друга участков производства. Уменьшение компрессора приведет к уменьшению винтового блока и соответствующему росту относительной величины рабочих зазоров – в результате, утечки воздуха возрастут – энергетика ухудшится. Кроме того, установка на каждую линию своего компрессора, все равно потребует их объединения для организации резервирования – получится сеть со сложной гидравликой, управление которой – отдельный вопрос, решение которого доступно не каждому. Кстати, о гидравлике сетей: система управления ТК производства

Таблица 1.

Характеристики оборудования

Параметры	Характеристики ВКс	Характеристики ТК
модель	ВКс	ТА3000 (50)(600/70)
Мощность мотора, кВт	630	450
Расчётное давление, бар изб	7,5	4,8
Удельное энергопотребление, кВт/(м ³ /мин)	5,8 (в нач. эксплуатации)	4,1
Максимальная производительность, м ³ /мин	103	105
Регулирование	режимы «загрузка-разгрузка» и «холостой ход»	Газодинамическое регулирование с пропорциональным снижением энергопотребления 65-105 м ³ /мин
Примечание	безмасляный винтовой блок, сжатие в 2 ступени, водяное охлаждение	безмасляный воздушный тракт, сжатие 2 ступени, водяное охлаждение
Расход охл. воды, м ³ /час	30	20
Стоимость оборудования, руб.	8 876 000	4 596 000

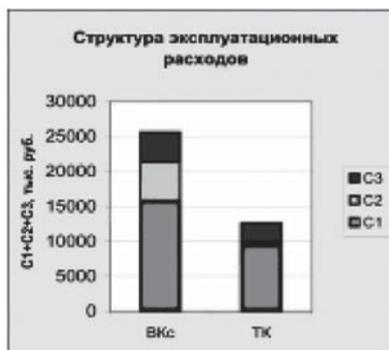


Рис. 3. Стоимость эксплуатации

Соорер способна регулировать компрессор по вынесенному датчику давления, который можно установить около машин. Это позволяет в большинстве случаев отказаться от использования регуляторов давления перед машинами – дополнительное повышение общей эффективности работы оборудования. Подобный способ регулирования, не зависящий от гидравлики сети, возможен только для оборудования Соорер Turbocompressor.

Что вошло в составляющую C_2 (расходные материалы и запчасти)?

А.П. Александров:

Для обоих компрессоров за рассматриваемый период включены затраты на периодически заменяемые воздушные и масляные фильтры (цены примерно одинаковы); затраты на замену масла в картере (для ВКс они немного меньше); затраты на запчасти: для ВКс

– это стоимость заменяемого винтового блока (по регламенту) стоимостью 60% стоимости оборудования, для ТК – проведение регламентного осмотра механической части и регулировка зазоров -примерно 3000 USD, других затрат нет. При этом, мы не учитывали стоимость проведения регламентных работ квалифицированным персоналом на ВКс (она также может быть весьма значительна за рассматриваемый период).

Почему происходит износ безмасляной винтовой пары, ведь между винтовыми поверхностями есть зазор?

А.П. Александров:

Разрушение и износ тефлонового покрытия винтовой пары происходит по причине температурного перепада: со стороны всаса винты холодные, со стороны нагнетания – горячие, и эта разность температур весьма велика – около 100 °С. Кроме того, в условиях многих заводов запыленность воздуха пылью весьма велика, и даже самый хороший фильтр может ее пропускать. Попадая на

мягкий тефлоновый слой, эта пыль вызывает дополнительный абразивный износ винтовых пар. В подобных условиях работы полимерное покрытие постепенно деструктурируется и разрушается. В проведенных нами сравнительных расчетах это учтено поправочным коэффициентом 1,18.

Наш потребитель привык иметь дело с компаниями, специализирующимися на винтовых компрессорах, которые имеют многочисленные сервис-центры и десятки сервис-инженеров. А как организовано послепродажное обслуживание у компании Соорер Turbocompressor?

Д.Д. Смыслов:

Есть такой закон: количество сервис-инженеров прямо пропорционально количеству потребляемых запчастей. И есть следствие этого закона: для того, чтобы прокормить армию сервис-инженеров, нужно продавать очень много запчастей. Производители винтовых компрессоров получают основные доходы не от продажи компрессоров, а от послепродажного их обслуживания. Поэтому винтовые компрессоры, запчасти к ним и множество сервисных центров – понятия взаимозависимые и вполне привычные.

Непривычно для наших заводов понятие современного турбокомпрессора, которые производит компания Соорер Turbocompressor. Мы зарабатываем деньги на продаже новых машин, а запчасти к ним играют незначительную роль в наших доходах. Для обслуживания наших компрессоров не нужно большого количества сервисников. На каждую сотню установленных турбокомпрессоров Соорер в среднем в мире требуется один-два сервис-инженера.

С нашими клиентами мы заключаем контракты на сервисное обслуживание. У нас есть склад запчастей и расходных материалов в г.Москве. В наших контрактах содержится пункт об обеспечении послепродажного обслуживания в течение 10 лет после заключения контракта. И наши обязательства гарантируются компанией производителем даже тогда, когда компрессоры поставляются за рубли через нашего представителя – компанию «Премиум Инжиниринг».





УСТАНОВКА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕФОРМАЦИЙ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ ИМПУЛЬС-8

Суть проблемы:

Недостаточная электродинамическая стойкость обмоток трансформатора при протекании токов короткого замыкания, приводящая к механическим деформациям обмоток, является одной из основных причин аварийного выхода трансформатора из строя. Эта проблема усугубляется тем, что в настоящее время состояние трансформаторного парка в энергосистемах характеризуется значительной долей изношенного оборудования, нормируемый срок службы которых уже истек или близок к этому. Периодически перед обслуживающим персоналом возникает вопрос: нужно ли выводить трансформатор для капитального ремонта или его эксплуатация может быть продолжена.

Продление жизни трансформатора в значительной степени зависит от стабильности механических характеристик его обмоток. Однако даже

в правильно спроектированном трансформаторе заложены предпосылки его будущих проблем применительно к электродинамической стойкости при КЗ. Причиной этих предпосылок является технология изготовления обмоток, из-за чего обмотки нового трансформатора с самого начала имеют некоторые неправильности: неплотность намотки, неравномерная запрессовка и т.п.

Обмотки трансформаторов стараются делать магнитосимметричными, что позволяет минимизировать электродинамические силы, действующие в обмотках и на опоры: прессующие кольца, ярмовые балки. В новом трансформаторе эта несимметрия невелика и не представляет опасности для трансформатора. Однако чем старше трансформатор, тем больше электродинамических воздействий при КЗ, толчках нагрузки он получает, тем больше меняются физико-химические свой-



ства изоляции, тем больше меняются ее механические свойства.

В результате этих воздействий происходит снижение запрессовки обмоток, увеличение начальной магнитной несимметрии, которая всегда стремится в сторону увеличения. При снижении усилия запрессовки обмоток, при увеличении их магнитной несимметрии растут электродинамические силы, что приводит к еще большему снижению запрессовки и увеличению несимметрии. И так до тех пор, пока электродинамические силы не возрастут настолько, что разрушат трансформатор. Естественно, в эксплуатации этот процесс очень растянут во времени и зависит от условий эксплуатации, тем не менее он представляет реальную опасность и к этому надо быть готовым. Механические напряжения, возникающие под действием результирующих сил, нередко выходят за пределы упругости. Остаточные деформации катушек и элементов опорных конструкций приводят к изменению изоляционных расстояний и местным повреждениям изоляции. Проявляющиеся при этом внутренние замыкания приводят к целой лавине разрушений, взрыву или пожару. Чаще бывает, когда пробой деформированной изоляции происходит не сразу после КЗ, а через некоторое время при перенапряжениях или перегрузках.

Однако истинная оценка механического состояния обмоток трансформатора в эксплуатации довольно трудна и не всегда возможна даже при визуальном осмотре активной части.

Описание метода диагностики:

В настоящее время в мире для диагностики механического состояния обмоток силовых трансформаторов наиболее широко применяются два метода: метод измерения сопротивления короткого замыкания и более чувствительный метод – метод низковольтных импульсов (НВИ) или близких к нему по сути метод частотного анализа.

Суть метода НВИ состоит в том, что от спе-

циального генератора на обмотки (или в нейтраль) **расширенного** трансформатора подается прямоугольный зондирующий импульс низкого напряжения (100 – 500 В) и одновременно осциллографируются реакции обмоток на воздействие этого импульса – напряжения на измерительных сопротивлениях, подключенных к другим обмоткам. Сначала при первичном дефектографировании на трансформаторе снимаются нормограммы, которые в дальнейшем будут сравниваться с дефектограммами – осциллограммами, полученными при последующих измерениях. Сравнение по определенной методике нормограмм и дефектограмм позволяет оценить состояние обмоток трансформатора. Если диагностика для данного трансформатора проводится **впервые**, то оценка состояния обмоток производится сравнением осциллограмм разных фаз.

Более высокая чувствительность метода низковольтных импульсов по сравнению с другими обусловлена тем, что даже относительно небольшие смещения элементов обмоток (витков, катушек) приводят к значительным локальным изменениям соответствующих емкостей. Изменение емкости приводит к изменению собственной частоты колебаний соответствующего контура, что и проявляется в осциллограмме. В этом преимущество метода НВИ перед методом измерения Z_k , который обладает высокой чувствительностью, в основном только к тем деформациям, которые приводят к изменению главного канала рассеяния трансформатора.

Описание диагностической установки «Импульс-8»:

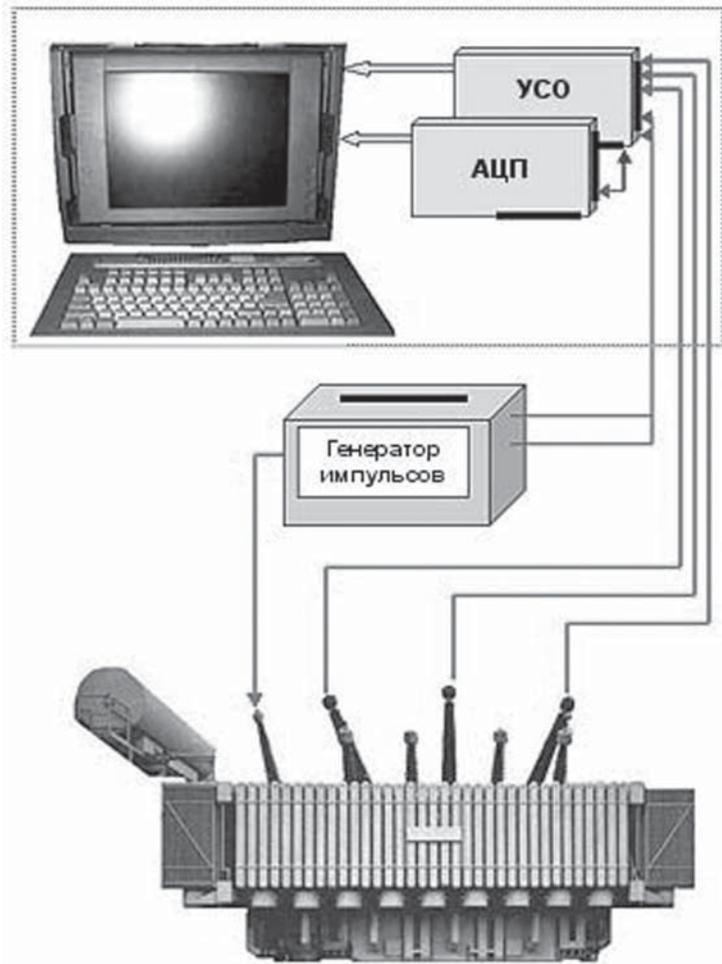
Для диагностики механического состояния обмоток трансформаторов в ВЭИ разработана и изготавливается по заказам диагностическая установка «Импульс-8».

Установка включает в себя (см. рисунок 1):

- портативный персональный компьютер с программным обеспечением для проведения диагностики;
- платы аналого-цифрового преобразователя и устройства связи с объектом, устанавливаемые в компьютер;
- генератор прямоугольных импульсов, предназначенный для формирования зондирующих импульсов с амплитудой до 500 В, длительностью 1 мкс, фронтом и спадом 50 нс. В комплект установки входят кабели, соединители, соединительный блок, калибратор, описание методики диагностики и инструкция по эксплуатации.

Программное обеспечение включает в себя:

- программу сбора данных – тестирование измерительной схемы, управление процедурой сбо-



ра, фильтрация от помех, запись в базу данных; программу обработки и анализа результатов диагностики – сравнение нормограммы и дефектограммы и их спектров, статистическая обработка, анализ и оценка результатов диагностики.

Время проведения диагностики одного трансформатора – около 1 часа.

Схема измерений

После запуска программы и выбора из программного меню команды «Старт» УСО формирует сигнал на запуск генератора и аналого-цифрового преобразователя. С выхода генератора прямоугольный зондирующий импульс по кабелю через согласующий блок поступает на трансформатор (в зависимости от выбранной схемы дефектографирования или на ввод нейтрали, или на вводы обмоток). Параллельно основному выходу с контрольного выхода генератора сигнал подается на вход платы УСО и далее на АЦП для конт-

Реакции обмоток (отклики) на воздействие прямоугольного зондирующего импульса с вводов трех фаз через соединители, согласующий блок и измерительный кабель поступают на вход УСО. Блок коммутации каналов последовательно подключает к АЦП 1, 2 и 3 каналы от трансформатора и 4 – контрольный сигнал от генератора. АЦП по очереди записывает эти сигналы (осциллограммы), а затем передает их в ПК для последующей обработки и анализа. (см. рисунок2)

Опыт применения

В настоящее время установки «Импульс» эксплуатируются в ряде энергосистем России (таких как «Мосэнерго», «Ленэнерго», «Башкирэнерго», «Челябэнерго»), за рубежом, на некоторых крупных предприятиях.

Применение установок «Импульс» дало положительные результаты при обнаружении механических деформаций обмоток ряда трансформаторов, например: ТЦ-1000000/300 («Донбассэнерго»), АДЦТН-200000/330 («Ленэнерго»), АДЦТН-200000/220 («Челябэнерго»), ТД-80000/110 и АОДЦТН-167000/500 («Мосэнерго»), ТРДН-25000/35 (Нововоронежская АЭС) что позволило предотвратить тяжелые аварии. Все эти трансформаторы были выведены из эксплуатации, а последующая разборка подтвердила наличие деформаций обмо-

ток. Противоположный пример – диагностика блочного трансформатора АОРЦТ-135000/500: по результатам обмеров с помощью установки «Импульс-8» был сделан вывод о наличии деформаций одной из фаз, но меры при этом не были предприняты. Дальнейшая эксплуатация трансформатора привела к тяжелой аварии при очередном КЗ.

Применение метода низковольтных импульсов оказалось весьма эффективным при решении вопросов планирования сроков и объемов капитальных ремонтов трансформаторов. Основываясь на положительных результатах диагностики методом низковольтных импульсов, во многих случаях удалось обойтись без плановых ремонтов. Так, положительно был решен вопрос об увеличении межремонтных сроков для ряда силовых трансформаторов, установленных на Ленинградской АЭС, Волжская ГЭС и многих других энергопредприятий.

По материалам ООО «ЭЛЕКТРОНПРИБОР»

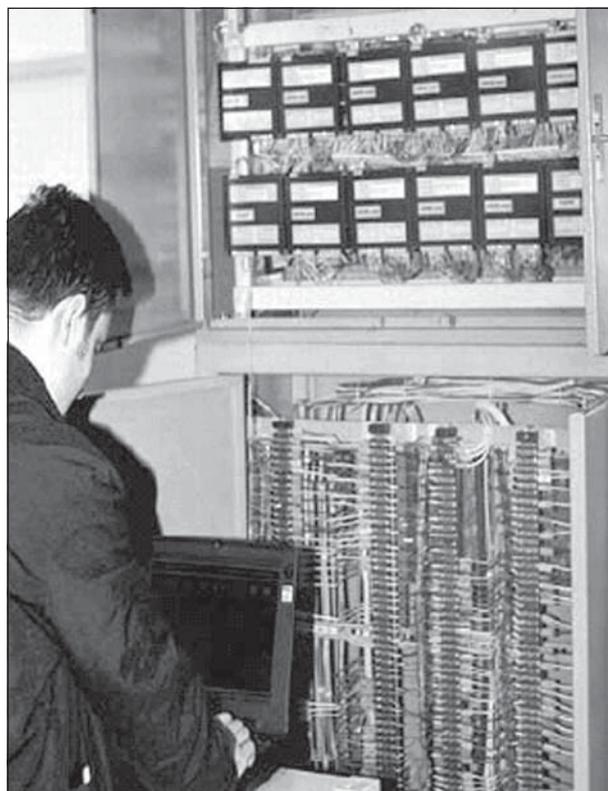
**С. Фоменко,
НПФ «Энергия»**



КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ И УЧЕТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ «ЭНЕРГИЯ»

Хозяйство Главного энергетика крупного предприятия, например горно-обогатительного или металлургического комбината, городских электросетей или трамвайно-троллейбусного управления – это масса подстанций, удаленных на десятки километров от центрального пункта управления (диспетчерской). Регулярные профилактические работы на таких объектах – это хорошо, наличие аварийной бригады «быстрого реагирования» – тоже неплохо. Но оперативное впадение информацией и возможность управления – вот что нужно сегодня дежурному диспетчеру. Это возможно при наличии системы телемеханики. Работать «вслепую» нельзя!

В разные годы, преимущественно на ответственных объектах, внедрялись системы телемеханики (ТМ) отечественного производства типа «ГРАНИТ», «ТМ-800В», «РПТ-80», «МКТ-2», «КОМ-ПАС» и др., а в последнее время и системы ТМ ведущих западных производителей. Они выполняют свои функции в полном объеме, с достаточной степенью надежности и достоверности, однако не лишены недостатков. Главный из них – сотни, а то и тысячи метров кабелей от датчиков и исполнительных устройств, сведенных в место монтажа системы ТМ крейтового исполнения (системы сосредоточенного типа). Затраты на кабель-





ное хозяйство по существующим ценам, его монтаж и последующая эксплуатация могут сравниться по стоимости с самим оборудованием системы ТМ. А в ряде случаев одного крейта на объекте может оказаться и недостаточно, приходится устанавливать еще один, возможности которого полностью не реализуются – и опять затраты.

Импортные системы кроме того, что они недоступны основной массе потребителей из-за своей цены, так еще и требуют высокоскоростных каналов передачи данных. Такие каналы отсутствуют, их нужно создавать, а это тоже стоит немало. Отечественные системы ТМ устарели «морально и физически» – ЗИП кончается, старой элементной базы уже нет. Переводить на новое поколение электронных компонентов разработки 20-летней давности – неперспективный подход. А системы ТМ жизненно необходимы. Какой же выход?

В конце 90-х годов специалисты пусконаладочных организаций обратили внимание на технологические комплексы для создания распределительных систем сбора данных и управления на основе сети интерфейса RS-485. Первой появилась серия ADAM 4000 (Advantech), за ней – серия NuDAM-6000 (Adlink), и затем серия I-7000 (ICP-DAS). Последняя привлекла особое внимание, так как кроме модулей ввода/вывода в своем составе содержит программируемые PC-совместимые контроллеры. Опыт использования этих модулей в других областях промышленности подсказывал, что реализация распределительных систем на подстанциях – принципиально новый шаг в развитии систем ТМ в энергетике, проект реализуется в кратчайшие сроки с минимальными затратами, в том числе на кабели и монтаж.

Сначала в лабораторных условиях, а затем и на реальном объекте, экспериментально была проверена идея распределенной системы контролируемого пункта (РКП). На основе полученных результатов и с учетом опыта пусконаладочных работ специалисты НПФ «Энергия» сформулировали требования к рассредоточенным по ячейкам

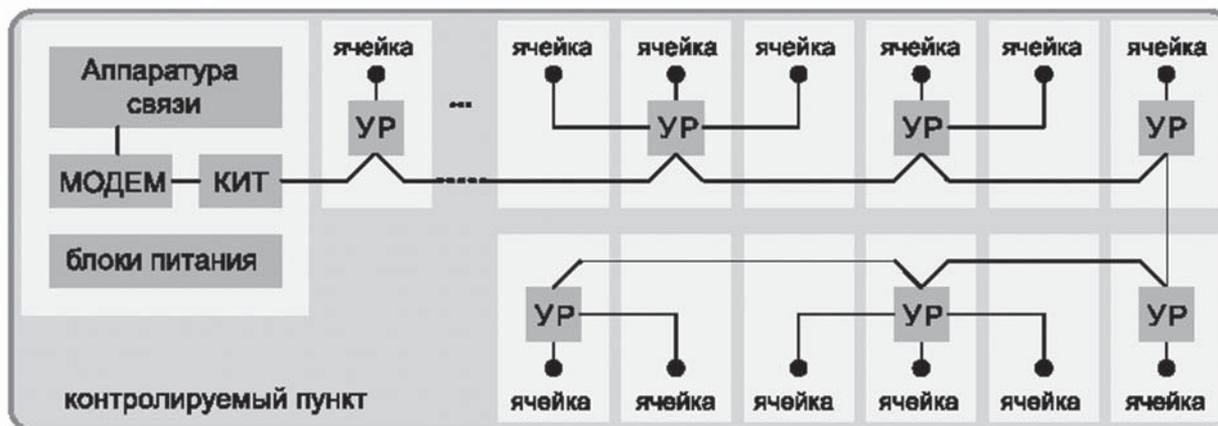
подстанции устройствам сбора/выдачи телемеханической информации (УР). К сожалению, один модуль перечисленных серий не решает проблем одной ячейки. Необходимо устанавливать в узле РКП два, а то и три модуля. Причем функциональные возможности используются не в полном объеме. А это – дополнительные затраты.

Что делать? Первый заказчик на РКП уже «созрел», а окончательного решения по оборудованию еще не принято. Решение нашлось – от отечественного производителя серии модулей tetraCON. Это семейство содержит небольшой ассортимент модулей, но на сегодня достаточный для решения задач ТМ. Модули tetraCON отличаются от упомянутых выше большим количеством линий ввода/вывода, сочетанием аналоговых и дискретных каналов в одном модуле, наличием гальванической развязки по питанию, дополнительными клеммами для удобства монтажа. Кроме того, модуль PC-контроллера tinyCON – это не XT-вариант i-7138, а полноценная 386SX-40. Берем за основу tetraCON!

Комплексная система ТМ «Энергия», построенная на основе РКП и универсального пульта управления (ПУ), представляет собой систему сбора и обработки данных, выполняющую основные функции ТМ: измерение, регистрацию, обработку, передачу данных и оперативное управление. Для этой системы применимы любые каналы связи, в том числе низкоскоростные, широко используемые в настоящее время. Система ТМ «Энергия» обеспечивает надежную непрерывную работу в условиях любого производства. Ввод нового и замена старого телемеханического оборудования нижнего и верхнего уровня может выполняться поэтапно.

Комплект аппаратно-программных средств позволяет создавать как простейшие системы (компьютер + группа УР), так и сложные иерархические комплексы, объединяемые локальной сетью, радиоканалом. ВЧ и оптоволоконными каналами связи.





УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ

ПУ построен на основе ПК, в который установлены 16-канальные телемеханические адаптеры Т-188 (в ПК индустриального класса может быть установлено до 8 адаптеров). ПУ при необходимости можно интегрировать в локальную сеть предприятия, организовав несколько рабочих мест.

Скорость обмена ПУ-КП-ПУ по приемопередающим каналам с применением телемеханических протоколов составляет 20–9600 Бод. Для каждого входа/выхода адаптера Т-188 индивидуально устанавливается необходимая скорость обмена и тип протокола (ГРАНИТ, КОМПАС, ВРТФ-3 и т.д.). Базовый протокол HDIC поддерживает работу систем ТМ «РКП-5» и «ГРАНИТ».

ПУ предусматривает подключение до 128 КП при радиальной структуре. Возможны следующие способы подключения:

- самостоятельное ПУ с работой по прямому и обратному телемеханическим каналам;
- параллельное подключение к существующим ПУ в режиме «подслушивания» как на стороне ПУ, так и на стороне КП;
- подключение в режиме компьютера верхнего уровня.

На основе ПУ строится автоматизированное рабочее место диспетчера для решения задач отображения оперативной информации, телеуправления и учета энергопотребления. В качестве диспетчерского щита могут быть использованы мнемодиты, плазменные панели и проекционные системы, сопрягаемые с ПУ. Функции АРМ-диспетчера:

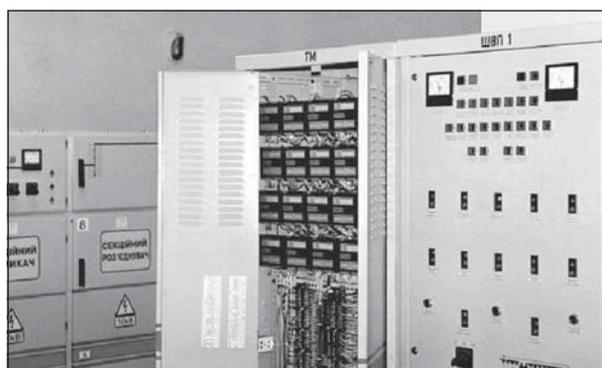
- отображение схем сетей и подстанций в цветном графическом многоканальном режиме;
- отображение оперативных данных телеметрии – аналоговых (телеизмерение ТИ) в виде числа, диаграммы, уровня, графика, и статусных (телесигнализация ТС) в виде мнемознака, а так-

же вычисляемых по ТИ обобщенных параметров (ОП например баланса мощностей, токов;

- оперативное ведение схем коммутаций (псевдо ТС) – наложение заземлений, манипуляция разъединителями, и т.п.;
- отображение проинтегрированных значений для ТИ и СП за 30 минут для суточных графиков нагрузки за любой интервал времени;
- отображение информации из баз данных технологической и справочной информации;
- архивация информации с произвольной глубиной архива о ТИ, тревогах, событиях, сообщениях и действиях диспетчера;
- ретроспективный просмотр архивов;
- обработка тревог и сообщений (изменение состояния ТС, выход за пределы ТИ и ОП, пропадание информационных каналов), формирование оперативной сводки текущих тревог, смена и отключение слежения;
- телеуправление (парольная защита, контроль выполнения, проверка каналов);
- измерение параметров системы и технологических схем;

РАССРЕДОТОЧЕННЫЙ НП (РКП-5)

РКП-5 – это комплект оборудования на осно-





ве семейств tetraCON. устанавливаемого на контролируемом пункте, с помощью которого выполняется сбор информации о состоянии оборудования (сигналы ТС и ТИ) и реализуются функции управления (ТУ).

В состав РКП-5 входят интеллектуальный телемеханический контроллер (КИТ), набор модулей ввода/вывода (УР), многоканальное устройство гальванической развязки (МУГР) и источник питания 24 В. В комплект модулей дискретного В/В входят блоки исполнительных реле-повторителей (250 В/18 А или 250 В/25 А).

КИТ реализован на базе PC-контроллера tistryCON с объемом ОЗУ 4 МВ и Flastr диска – 16 МВ. Контроллер выполняет функции циклического опроса модулей УР, передачу на ПУ диспетчерской дежурного оперативного персонала информации о ТС и ТИ в требуемом протоколе, прием от ПУ команд ТУ и выдачу их через каналы УР на исполнительные устройства, а также решает локальные задачи автоматизации объекта. В случае отсутствия связи с ПУ, КИТ принимает управление объектом и регистрацией событий на себя. Обмен с модулями УР выполняется по каналу COM1 (интерфейс RS-485 115,2 КБод), а COM2 (интерфейс RS-232, 9600 Бод) используется для подключения через МУГР аппаратуры связи с ПУ. Конфигурация РКП хранится в энергонезависимой памяти КИТа.

Тип и количество используемых модулей УР зависит от конкретного объекта и решаемой задачи. Например, на тяговых подстанциях трам-

вайных, троллейбусных линий и метрополитена необходимо управлять отходящими фидерами постоянного тока и иметь информацию о ходе процесса в виде состояний выключателей. В этом случае применяется модуль дискретного В/В tCON-DIO (модификация: УР хх.хх.00). На вводных ячейках силовых трансформаторов и на выходах выпрямителей обычно контролируется ток и напряжение, для чего используют измерительные преобразователи в унифицированный аналоговый сигнал. В этой ситуации используем модуль с АЦП tCON-ADA модификации УР 08.04.04 и УР 08.04.08). Щит общей сигнализации предполагает использование модификации tCON-DIO с 27 входами. Для построения системы ТМ любой конфигурации достаточно иметь семь модификаций модулей, параметры которых приведены в таблице.

модель	количество и тип параметров		
	ТС	ТУ/ТР	ТИ
УР 08.04.00	8	4	—
УР 27.00.00	27	—	—
УР 19.04.00	19	4	—
УР 14.13.00	13	—	—
УР 00.27.00	—	27	—
УР 08.04.04	8	4	4 (12 бит, 0..5/0..20/±5 мА)
УР 08.04.08	8	4	8 (12 бит, 0..5/0..20/±5 мА)

На объектах, где РКП-5 заменяет систему ТМ старого образца, модули КИТ и УР монтируются в одном шкафу, а на новых подстанциях в каждой ячейке по модулю. В зависимости от количества сигналов ТС, ТИ и ТУ одним модулем можно «закрыть» несколько соседних ячеек. Монтаж модулей выполняется в непосредственной близости от контролируемых цепей с установкой их на DIN-рельс.

Между собой модули соединяются витой парой с сечением провода не менее 0,75 мм². Монтаж цепей сигнализации и управления, сигнальных цепей канала связи и питания выполняется в соответствии с действующими нормами.

Оперативно-информационный комплекс на основе РКП и универсального ПУ позволил, начиная с 2001 г. в кратчайшие сроки внедрить системы ТМ на десятках подстанций в горэлектросетях Днепропетровска, в трамвайно-троллейбусном управлении Киева и коммунальном хозяйстве Тбилиси (Грузия).

В заключение следует отметить, о система «Энергия» может быть использована не только в энергетике, но и на объектах систем водо-, тепло- и газоснабжения, в коммунальном хозяйстве, в агропромышленном комплексе, нефтегазовой промышленности и др.

**Б. Погорелов,
к.т.н., проф.,
технический директор
ООО «Камоцци
пневматика»**

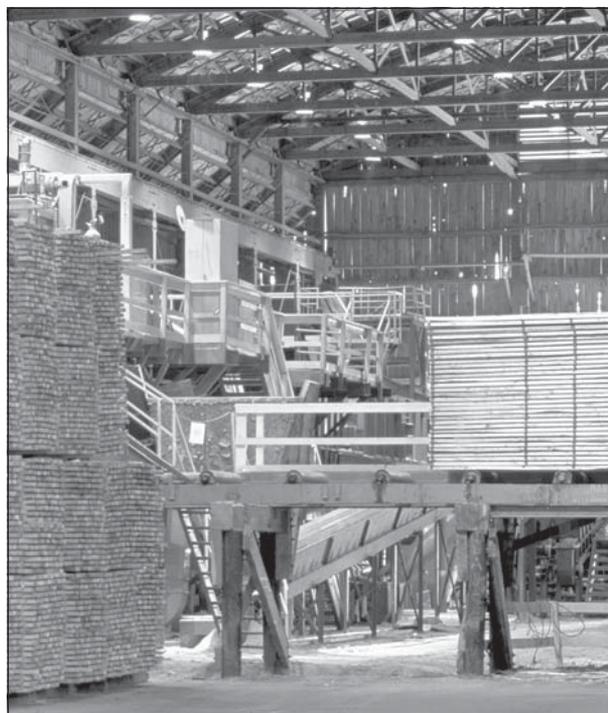


КОАЛЕСЦЕНТНАЯ ОСУШКА ВОЗДУХА – ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ РАБОТЫ ПНЕВМАТИКИ

Для надежной и долговечной работы оборудования с пневматическими приводами исключительно важна качественная подготовка сжатого воздуха. Важность надлежащей очистки сжатого воздуха обусловлена тем, что загрязнения оказывают физическое, химическое и электролитическое воздействие на пневматические устройства, снижают их долговечность в 4–5 раз, а в некоторых случаях – до 20 раз. Поломка пневмоэлементов по этой причине составляет до 80% от общего числа отказов.

Исключительно вредным является попадание в пневматические системы отработанного компрессорного масла. В результате необратимых изменений, происходящих с ним под воздействием высоких температур при сжатии воздуха и трения в подвижных парах, оно не является больше смазкой. Выделяющиеся из масла смолистые вещества забивают зазоры и тонкие отверстия пневматических элементов, приводят к выходу оборудования из строя, а твердые частицы могут способствовать повреждению сопряженных поверхностей в золотниках, штоках и поршнях.

Другой проблемой является вода. При большом содержании влаги в сжатом воздухе может проис-



ственной базе и смонтировали металлоконструкции для ТГ-3. Все работы по электрической части и КИПиА, в т.ч. монтаж закрытых распределительных устройств 6 и 0,4 кВ для собственных нужд турбины, монтаж токопроводов и уникальной АСУ ТП производства «АББ Автоматизация», выполнило еще одно предприятие Подрядного дивизиона «Беркут» – ОАО «Электроуралмонтаж».

В ближайших планах руководства Невинномысской ГРЭС – строительство парогазовой установки ПГУ-170, которая позволит станции генерировать дополнительную мощность для участия в оптовом рынке электроэнергии.

НЕДРА КУЛАЧКОВОЙ ТЕХНИКИ

В апреле 2005 года в России открылось представительство финской компании Suomen Solenoid Oy (Суомен Соленоид Оу). Это дочернее предприятие австрийской фирмы Kraus&Naimer, продвигающее на российском рынке продукцию материнской компании – кулачковые переключатели.

На их производстве Kraus&Naimer специализируется уже 100 лет. Как отмечается в пресс-релизе, столь узкий профиль позволяет компании «сосредоточить ресурсы на техническом развитии переключателей» и предлагать своим клиентам изделия номинальными мощностями от 5 мА до 315 А, с разными коммутационными схемами, вариантами крепления и пр. Для эксплуатации в агрессивных средах фирма выпускает переключатели с позолоченными контактами.

VIPA В РЕЕСТРЕ

В Госреестр средств измерений внесены модули аналогового ввода-вывода программируемых логических контроллеров серий SYSTEM 200V и SYSTEM 300V фирмы VIPA.

Об этом сообщила компания ПРОСОФТ – эксклюзивный дистрибьютор VIPA. Немецкая фирма специа-

ходить растворение и вынос консистентной смазки, заложенной в распределителях и цилиндрах. При нормальных условиях каждый кубометр атмосферного воздуха содержит приблизительно 23 г воды в виде пара. В одном кубометре сжатого до 6 атмосфер воздуха воды содержится в семь раз больше, то есть 161 г. При охлаждении воздуха до температуры, при которой работают пневмоустройства (+20...+30°С), выделится 111 г воды, но 50 г водяных паров в 1 м³ воздуха все же останется.

Для осушки используют либо «послеохладитель», либо системы на основе силикагеля. Оба варианта дороги и не гарантируют надежной защиты от конденсата и загрязнений при больших длинах трубопроводов. Поэтому непосредственно на оборудовании устанавливают недорогие фильтры – влаго- и маслоотделители центробежного типа. Поскольку их эффективность зависит от скорости движения воздуха, то при циклических падениях расхода их способность отделять влагу и масло падает.

В этих условиях наилучшим решением является применение коалесцентных фильтров. Коалесцентные осушители объединяют в себе достоинства фильтров тонкой очистки и систем удаления влаги. Они надежно отсеивают частицы размерами от 0,01 мкм, а использование при фильтрации эффекта коалесценции (слияния) капель позволяет практически полностью избавиться от воды в линиях даже при существенных колебаниях расхода.

Фильтр может быть оборудован несколькими видами конденсатоотводчиков, сливающих конденсат в полуавтоматическом и автоматическом режимах. Особый интерес представляет конденсатоотводное устройство, при котором слив конденсата осуществляется при малом падении давления, то есть при каждом срабатывании пневмосистемы. Использование коалесцентных фильтров в составе блоков подготовки воздуха – один из важных факторов увеличения долговечности работы пневматических устройств.



А. Цакунов



ВСЕ ПРЕДПРИНИМАТЕЛИ ДЕЛАЮТ ЭТО

Обмен опытом – вещь, не новая для российских предприятий, но теперь его принято называть на западный манер бенчмаркингом. В переводе с английского слово benchmark означает «контрольная точка». Соответственно, бенчмаркинг – это сравнение своей компании с более успешными конкурентами по контрольным точкам – отдельным показателям – с дальнейшим выявлением причин этого успеха и внедрением передового опыта на своем предприятии. «Если у конкурента лучше положение на рынке, то возникает вопрос, как ему это удалось. На него и отвечает бенчмаркинг», – говорит эксперт ВКГ Римма Чайникова.

На чувашском Заводе электроники и механики к бенчмаркингу относятся очень серьезно. Инициатором его внедрения стал генеральный директор завода Станислав Ляпунов. Он узнал о бенчмаркинге из книг по менеджменту и маркетингу и решил внедрить его на своем предприятии. Первый опыт использования метода был шокирующим. Отставание по многим показате-

лям (производительность труда, выработка на одного человека) было гигантским. Стало ясно, над чем надо работать.

Внедрение бенчмаркинга на заводе также проходило тяжело – приходилось обучать людей и просто объяснять, зачем все это нужно. Сейчас процесс уже налажен достаточно четко. Сбором, обработкой и внедрением передового опыта занимаются все подразделения компании.

На первом этапе каждый отдел собирает информацию своего профиля. В качестве источников используют открытые отчеты западных и российских компаний, отраслевую прессу, Интернет. Информацию собирают во время поездок в российские и западные компании. Стараются не пропускать ни одной профильной выставки – практически ежемесячно сотрудники завода выезжают для сбора опыта.

Вся собранная информация сводится и систематизируется в едином аналитическом отчете, который затем предоставляется совету директоров. Дальше показатели завода сравнивают со среднеотраслевыми, после чего

становится ясно, по каким из них ЗЭиМ отстает или опережает своих конкурентов. Затем разрабатывается тактика улучшения показателей. Сейчас, например, на заводе работают над повышением производительности труда, используя опыт Volvo, – это предприятие менеджмент завода посещал в прошлом году.

Активно перенимая чужой опыт, ЗЭиМ при этом делится и своим. Ежегодно публикует подробные отчеты о своей деятельности, принимает у себя конкурентов. Некоторое время назад, например, на завод приезжала делегация с завода аудиоаппаратуры СЭЛТ из Екатеринбурга, чтобы изучить, как организовано производство на ЗЭиМе. «Держать секреты – это вчерашний день, – считает Вячеслав Ефимов, помощник генерального директора по связям с общественностью. – Так ты только стимулируешь свой застой. Если открыт – развиваешься».

Безусловно, все, что является коммерческой тайной или стратегически важным ноу-хау, компании не раскрывают. Но на

лизируется на разработке и производстве программируемых логических контроллеров, совместимых по системе команд с контроллерами фирмы Siemens.

ТОРНАДО В КУЗБАССКОМ КОТЛЕ

В конце апреля завершился первый этап создания АСУТП нового котлоагрегата Кемеровской ГРЭС, продолжается поканальное тестирование оборудования ПТК.

Ядро АСУТП – программно-технический комплекс (ПТК) «Торнадо-М». Система (более 2500 каналов ввода/вывода) охватывает свыше 40 функциональных узлов котла: все теплоэнергетическое оборудование, а также подготовительные и вспомогательные технологические узлы.

Нижний уровень ПТК выполнен на базе контроллеров функциональных узлов (КФУ). Они объединяются между собой и верхним уровнем системы через дублированную локальную промышленную сеть реального времени Fast Ethernet. Основной элемент контроллеров – процессорные модули серии MIF и интеллектуальные submodule устройств сопряжения с объектом (УСО) производства компании «Модульные Системы Торнадо». Связь АСУТП с обслуживающим персоналом осуществляется с помощью двухмониторных дублированных АРМ.

«ПЭМИ» ПРИСТУПИЛО К ПРОИЗВОДСТВУ МУФТ РАЗРАБОТАННЫХ «КОМПАНИЕЙ «ЭЛЕКТРОМОНТАЖ»»

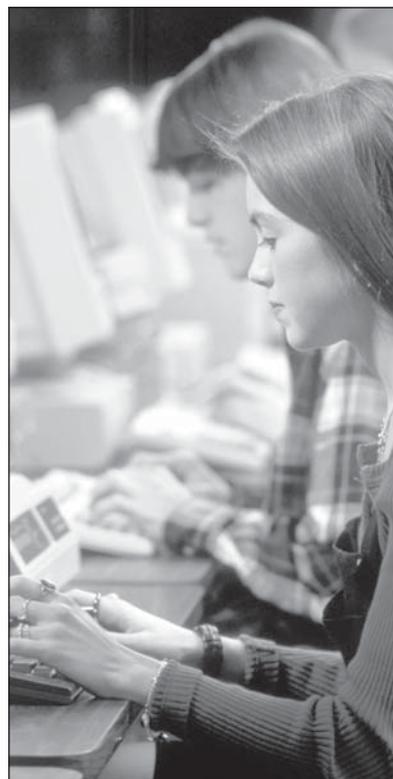
ОАО ПЭМИ приступило к производству муфт разработанных ОАО «Компанией «Электромонтаж»», которые имеют характеристики, направленные на повышение надежности и качества эксплуатации кабельных сетей 1-10 кВ. Муфты СТпнг и КВТпнг и при всех прочих равных условиях имеют преимущества в технических характеристиках по сравнению с ана-

каждом предприятии существует большой пласт информации, которую выгоднее открыть конкуренту, чтобы взамен узнать что-то полезное для себя, нежели держать все в тайне. «Пускай лучше оба предприятия пойдут вперед, чем оба будут топтаться на месте», – говорит эксперт ВКГ Александра Васильева.

Обмену опытом способствует участие в отраслевых ассоциациях, таких как Союз российских пивоваров или Ассоциация российских фармпроизводителей (АРФП). Российские фармацевтические компании, объединившиеся для эффективного противостояния западным конкурентам, свободно обмениваются информацией между собой, но не допускают к ней иностранцев. «Я звоню директору другой компании и спрашиваю, почему у меня в прошлом году рост 28%, а у него – 5%, а он мне отвечает, что просто решил отдохнуть», – смеется Андрей Младенцев, президент «Нижфарма», большой поклонник бенчмаркинга.

Однако не все руководители считают, что открытость оправданна. Сотрудники ИКФ «Альт», проводившие программу бенчмаркинга для компании «Объединенные машиностроительные заводы», столкнулись с большими трудностями при сборе информации. Многие компании отказывались встречаться с делегациями с ОМЗ. «Отказ компании мотивировали тем, что не хотят разглашать информацию о себе», – говорит Артем Белов, ведущий консультант «Альта». Большинство российских компаний на всякий случай закрывают всю информацию, хотя бенчмаркинг подразумевает использование только открытой информации и к промышленному шпионажу не имеет никакого отношения.

Однако в любой открытости нужна мера. «Очерчивается круг вопросов, которые персонал не должен раскрывать при-



езжающим конкурентам», – говорит генеральный директор «Альта» Александр Печерский.

Среди тех, кто согласился поделиться опытом с ОМЗ, был чешский автопроизводитель Skoda. Сокращение персонала, концентрация усилий на профильной продукции, оптимизация управления персоналом – все эти актуальные для ОМЗ вопросы были уже решены на Skoda. «До всех этих решений можно дойти самостоятельно, но быстрее, конечно, посмотреть, как с аналогичными проблемами боролись другие компании», – объясняет Белов. С помощью бенчмаркинга были выделены области, в которых ОМЗ серьезно отставала. Опыт Skoda был использован при проведении сокращения управленческого персонала на ОМЗ. Сейчас на ОМЗ думают о переводе части производства на аутсорсинг, т. е. внедрении практики, широко применяемой западными машиностроителями, но не столь распространенной у нас.

О. Фролов,
зам. декана факультета
охраны труда и занятости
РГСУ доцент, засл.
экономист РФ



РАССЧИТЫВАЕМ ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА СЛУЖБЫ ОХРАНЫ ТРУДА

В начале 90-х годов прошлого века предприятия пережили резкое сокращение численности и даже полную ликвидацию многих структурных подразделений.

В настоящее время хорошо просматривается общая тенденция изменений по отношению руководства предприятий к службе охраны труда, создание и деятельность которой регламентируются статьей 217 Трудового кодекса РФ. Крупные и средние предприятия, имевшие такую службу ранее, сейчас ее восстановили. Но пока не везде она работает с должной эффективностью, и было бы большим преувеличением сказать, что размер производства и численность специалистов по охране труда автоматически гарантируют безопасные и здоровые условия труда.

Ежегодные страховые выплаты в связи с несчастными случаями на производстве превышают 30 млрд рублей, зат-

раты по оплате временной нетрудоспособности работающих составляют около 50 млрд рублей. При этом от 20 до 40 % трудопотерь по болезням связаны с неудовлетворительными условиями труда.

Количество травм и аварий уменьшается очень медленно. По оценке Международной организации труда, прямые убытки от неудовлетворительных условий труда в целом оцениваются в размере до 4 % ВВП.

На сегодняшний день имеется широчайший спектр отношений к проблеме: от полного пренебрежения до идеального выполнения всех требований законодательства. Любой руководитель всегда аргументированно обоснует, почему в его штатном расписании нет места для многих важных и очень нужных должностей.

Каждому ясно, что даже небольшое производство, с одной стороны, остро нуждается

в услугах специалистов, а с другой – не всегда в состоянии платить достойную зарплату. Некоторые предпочитают работать «в тени» – до той поры, пока не нагрянет проверка территориального управления Роструда или не случится беда.

В ряде случаев, особенно на малых предприятиях, инженером по охране труда назначают юриста или бухгалтера, которые заводят необходимые журналы, составляют протоколы и перечни, при этом совершенно не обращают внимание на производство как таковое. В последнее время сформировалась практика заключения договоров с квалифицированными специалистами, работающими одновременно на нескольких малых предприятиях. Как правило, такой работой в сфере охраны труда занимаются люди, обладающие большим опытом и глубокими знаниями. Потому что реальная ситуация, с которой приходится иметь дело в

логичными муфтами, выпускаемыми Подольским и Михневским заводами, и не уступают по всем параметрам муфтам фирмы «Райхем».

Преимущества заключаются в следующем:

– Термоусаживаемые элементы конструкции муфт, изготавливаемые Канадско-Американской фирмой «Canusa», одним из мировых лидеров в этой области, получают методом химической сшивки перчаток и трубок, что абсолютно исключает брак при монтаже (перчатки и трубки не лопаются в процессе монтажа).

– Коэффициент усадки – 6, что позволяет провести широкую унификацию макроразмеров муфт по сечениям проверяемых кабелей.

– Высокая тепло- и холодоустойчивость могут эксплуатироваться при температуре окружающей среды в диапазоне -55°C – +120°C.

– Изделия фирмы «Canusa» не поддерживают горения, что является принципиально новым в области их применения для кабельной арматуры, что дало возможность применения в любых кабельных сооружениях: городских, коммуникационных коллекторах, где наряду с силовыми кабелями могут быть положены кабели связи с изоляцией из горючего полиэтилена, кабельных полутажах ТЭЦ, ГРЭС и ГЭС, кабельных каналах РП и ТП, максимальных залах и т.п.

– Химический состав антиперенов – веществ, обеспечивающих нераспространение горения, входящих в рецептуру материалов изделий, не имеют галогеносодержащих составляющих (хлор, фтор), то есть не выделяют токсичного дыма.

– Применение выравнивающего конуса в месте обреза оболочки снижает напряженность диэлектрического поля не менее чем на 20% и как следствие увеличивает электрическую прочность не менее чем в 2 раза.

– У муфт фирмы «Райхем», Михневского и Подольского заводов процесс начала ионизации и видимой короны зафиксирован при 24 кВ, у муфт ОАО «Компания «Электромонтаж» этот процесс начинается при 30 кВ.

малом бизнесе, «необстрелянным» явно не по силам. Из числа опытных специалистов успешнее всего продвигается дело у бывших инспекторов Госгортехнадзора, технической инспекции профсоюзов или федеральной инспекции труда.

Работники службы охраны труда в своей деятельности руководствуются законодательными и иными нормативными правовыми актами, коллективным договором и соглашением по охране труда, нормативной документацией организации и осуществляют свою деятельность во взаимодействии с другими структурными подразделениями, а также совместно с комитетом (комиссией) по охране труда, уполномоченными (доверенными) лицами профессиональных союзов или трудового коллектива, органами государственного управления, надзора и контроля за охраной труда.

Организация труда работников службы охраны труда предусматривает строгую регламентацию их должностных обязанностей и закрепление за каждым из них определенных структурных подразделений или направлений работы. Для определения и обоснования необходимой численности, детализации должностных обязанностей, распределения работы между исполнителями Минтруд России разработал и утвердил Межотраслевые нормативы численности работников службы охраны труда в организациях (постановление от 22.01.2001 № 10).

Нормативы численности охватывают следующие направления деятельности работников службы охраны труда:

- 1) управление охраной труда;
- 2) организация работы по предупреждению производственного травматизма, профессиональных и производственно обусловлен-

ных заболеваний в организации;

3) проведение аттестации рабочих мест на соответствие их требованиям условий и охраны труда в организации;

4) организация пропаганды по охране труда;

5) проведение вводного инструктажа;

6) организация проведения инструктажей, обучения, проверки знаний требований охраны труда работников;

7) планирование мероприятий по охране труда, составление отчетности по установленным формам, ведение документации по охране труда в организации;

8) оперативный контроль за состоянием охраны труда в организации и подразделениях;

9) контроль за соблюдением законодательных и иных нормативных правовых актов по охране труда;

10) участие в реконструкции производства и организации мероприятий, направленных на улучшение условий труда в организации;

11) расследование и учет несчастных случаев в организации. Нормативами охвачены такие должности, как начальник отдела (бюро), специалисты всех категорий. Штатная численность работников санитарно-промышленных лабораторий и санитарных врачей в указанные нормативы не включена.

В тех случаях, когда отдельные производственные подразделения удалены друг от друга на расстояние от 0,5 до 1,5 км, к рассчитанной по нормативам численности следует устанавливать коэффициент 1,2, а на расстоянии от 1,5 км и более – коэффициент 1,4.

В обособленных производственных структурах численностью от 400 человек и выше численность работников службы охраны труда рассчитывается отдельно для каждой единицы. Обособленной производствен-

ОХРАНА ТРУДА

ной структурой считаются предприятия, цехи, управления автомобильного транспорта и жилищно-коммунального хозяйства, входящие в структуру организации, расположенные на разных производственных площадках и имеющие законченный производственный цикл.

В организациях со среднесписочной численностью работников (при отсутствии рабочих, занятых на тяжелых и связанных с вредными и опасными условиями труда работах) до 700 человек эти функции могут выполнять отдельные специалисты по охране труда. В организациях с большей численностью создается бюро охраны труда при штатной численности работников 3 – 5 единиц (включая начальника) или отдел – при штатной численности работников от 6 единиц. Руководитель службы охраны труда:

1) осуществляет руководство службой охраны труда, планирует и организует ее работу, разрабатывает должностные инструкции работников, несет ответственность за эф-

фективное и качественное выполнение возложенных на службу задач и функций, отвечает за представление отчетности;

2) координирует работу уполномоченных по охране труда;

3) обеспечивает своевременное рассмотрение представляемых документов, писем, предложений, заявлений по вопросам, входящим в компетенцию службы;

4) представляет работодателю предложения по подбору и расстановке кадров в службе охраны труда, о поощрении отличившихся работников или о применении дисциплинарных взысканий к работникам за ненадлежащее исполнение своих обязанностей;

5) обеспечивает систематическое повышение квалификации работников службы охраны труда.

Рассмотрим составы работ и предлагаемый Межотраслевыми нормативами порядок расчета численности работников службы охраны труда по конкретным направлениям ее деятельности.

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ТРАВМАТИЗМА, ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ И ПРОИЗВОДСТВЕННО-ОБУСЛОВЛЕННЫХ ЗАБОЛЕВАНИЙ В ОРГАНИЗАЦИИ

Состав работ:

1. Изучение и анализ причин аварий и производственного травматизма, профессиональных и производственно-обусловленных заболеваний.

2. Участие в расследовании аварий и несчастных случаев на производстве и разработке мероприятий по предупреждению и устранению причин производственного травматизма, а также в подготовке документов на выплату возмещения вреда, причиненного здоровью работника в результате несчастного случая на производстве или профзаболевания.

3. Контроль за выполнением мероприятий по устранению причин производственного травматизма.

4. Доведение приказов,

Таблица 1

№ п/п	Среднесписочная численность работников в организации	Численность рабочих, занятых на тяжелых и связанных с вредными условиями труда работах					
		до 100	101–350	351–500	501–1000	1001–3500	5000 и выше
Нормативная численность, человек							
1	до 500	0,13	0,14	0,16	–	–	–
2	501–750	0,14	0,16	0,17	–	–	–
3	751–1000	0,16	0,17	0,19	–	–	–
4	1001–1500	0,19	0,21	0,24	0,27	–	–
5	1501–3000	0,28	0,31	0,34	0,37	–	–
6	3001–5000	0,40	0,43	0,46	0,51	0,56	–
7	5001–7500	0,55	0,58	0,63	0,68	0,74	0,81
8	7501–10000	0,70	0,75	0,80	0,86	0,93	1,02
9	10001–20000	1,30	1,35	1,41	1,48	1,57	1,68
10	20001 и выше	1,60	1,65	1,71	1,79	1,88	1,99

ОХРАНА ТРУДА

Таблица 2

№ п/п	Среднесписочная численность работников в организации	Численность рабочих, занятых на тяжелых и связанных с вредными условиями труда работах					
		до 100	101–350	351–500	501–1000	1001–3500	3501 и выше
		Нормативная численность, человек					
		При количестве самостоятельных производственных структурных подразделений в организации до 5					
1	до 500	0,13	0,15	0,17	–	–	–
2	501–750	0,15	0,17	0,19	–	–	–
3	751–1000	0,16	0,18	0,20	–	–	–
4	1001–1500	0,19	0,22	0,25	0,29	–	–
5	1501–3000	0,28	0,32	0,35	0,38	0,40	–
6	3001–5000	0,40	0,44	0,48	0,50	0,53	–
7	5001 и выше	0,57	0,61	0,64	0,67	0,71	0,77
		При количестве самостоятельных производственных структурных подразделений в организации от 6 до 10					
8	до 500	0,15	0,16	–	–	–	–
9	501–750	0,16	0,18	–	–	–	–
10	751–1000	0,18	0,21	–	–	–	–
11	1001–1500	0,21	0,23	0,26	0,29	–	–
12	1501–3000	0,29	0,33	0,36	0,39	–	–
13	3001–5000	0,42	0,45	0,49	0,53	–	–
14	5001–7500	0,57	0,61	0,64	0,67	0,71	0,77
15	7501–10000	0,72	0,76	0,81	0,84	0,87	0,92
16	10001 и выше	0,73	0,81	0,89	0,95	1,07	1,27
		При количестве самостоятельных производственных структурных подразделений в организации от 11 до 20					
17	от 500	0,20	0,22	–	–	–	–
18	501–750	0,23	0,27	0,31	–	–	–
19	751–1000	0,27	0,31	0,37	0,43	–	–
20	1001–1500	0,31	0,37	0,43	0,47	0,51	–
21	1501–3000	0,37	0,43	0,47	0,52	0,62	–
22	3001–5000	0,43	0,46	0,51	0,66	0,77	0,93
23	5001–7500	0,51	0,60	0,71	0,79	0,92	1,02
24	7501–10000	0,60	0,69	0,79	0,88	0,94	1,10
25	10001–20000	0,75	0,83	0,90	0,96	1,08	1,29
26	20001 и выше	0,90	0,95	1,03	1,10	1,25	1,50
		При количестве самостоятельных производственных структурных подразделений в организации от 21 до 50					
27	до 750	0,20	0,22	–	–	–	–
28	751–1000	0,27	0,33	0,39	–	–	–
29	1001–1500	0,33	0,39	0,49	0,58	–	–
30	1501–3000	0,39	0,49	0,69	0,73	0,26	–
31	3001–5000	0,49	0,69	0,74	0,86	0,95	–
32	5001–7500	0,60	0,74	0,86	0,94	1,01	1,08
33	7501–10000	0,73	0,85	0,95	1,01	1,08	1,2
34	10001–20000	0,91	1,01	1,01	1,20	1,36	1,56
35	20001 и выше	0,95	1,03	1,10	1,25	1,38	1,58

ОХРАНА ТРУДА

Таблица 2. Окончание.

		При количестве структурных самостоятельных производственных подразделений в организации от 51 до 125					
36	до 1000	0,31	0,36	0,45	0,55	0,67	–
37	1001–1500	0,37	0,45	0,56	0,69	0,78	–
38	1501–3000	0,46	0,55	0,67	0,78	0,86	–
39	3001–5000	0,56	0,67	0,78	0,85	1,04	1,21
40	5001–7500	0,69	0,77	0,86	1,01	1,19	1,29
41	7501–10000	0,85	1,01	1,19	1,28	1,47	1,57
42	10001–20000	1,04	1,05	1,28	1,47	1,57	1,84
43	20001 и свыше	1,05	1,08	1,30	1,53	1,60	1,90

писем вышестоящих организаций по предупреждению производственного травматизма до коллективов цехов; подготовка проектов приказов, предписаний, писем по вопросам охраны труда.

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АТТЕСТАЦИИ РАБОЧИХ МЕСТ НА СООТВЕТСТВИЕ ИХ ТРЕБОВАНИЯМ УСЛОВИЙ И ОХРАНЫ ТРУДА В ОРГАНИЗАЦИИ

Состав работ:

1. Организационное и методическое руководство работой по аттестации и ра-

ционализации рабочих мест в части соответствия рабочих мест требованиям условий охраны труда.

2. Формирование необходимой нормативно-правовой базы для проведения аттестации рабочих мест и организация ее изучения.

3. Учет рабочих мест и классификация работ по категориям работников, наименованию профессий (должностей), по количеству профессий (должностей) и виду работ (подвижные, сезонные, периодического использования и др.) с целью выявления наиболее травмоопасных участков, работ, оборудования и приспособлений.

4. Оценка рабочих мест по условиям труда:

- соответствие санитарно-гигиеническим нормативам и требованиям охраны труда;
- составление перечня опасных и вредных факторов производственной среды, показателей тяжести и напряженности трудового процесса;
- кодирование производств, цехов, участков, рабочих мест для проведения автоматизированной обработки результатов;
- обеспеченность работающих спецодеждой и спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты и их соответствие стандартам безопасности.

Таблица 3

№ п/п	Среднесписочная численность работников в организации	Количество самостоятельных производственных структурных подразделений в организации				
		Нормативная численность, человек				
		до 5	6–10	11–20	21–50	51–125
1	до 500	0,16	0,18	0,21	0,24	–
2	501–750	0,18	0,21	0,24	0,30	–
3	751–1000	0,19	0,22	0,27	0,33	–
4	1001–1500	0,23	0,26	0,32	0,40	0,51
5	1501–3000	0,34	0,40	0,44	0,59	0,75
6	3001–5000	–	0,56	0,67	0,83	1,07
7	5001–7500	–	–	0,84	1,08	1,37
8	7501–10000	–	–	0,98	1,38	1,79
9	10001–20000	–	–	1,08	1,63	2,28
10	20001 и свыше	–	–	1,35	1,89	2,40

ти труда и установленным нормам;

– проведение оценки условий труда инструментальными, лабораторными и эргономическими методами исследований.

5. Организация оформления документов о результатах аттестации рабочих мест (протокол аттестации рабочих мест, карты аттестации, ведомости рабочих мест, формы которых должны соответствовать требованиям машинной обработки).

6. Доведение информации о результатах аттестации рабочих мест до сведения работодателя.

7. Разработка предложений, с учетом результатов аттестации рабочих мест по условиям труда, о порядке подготовки организации к сертификации работ по охране труда и определению мероприятий, конкретизирующих содержание подготовки.



ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОПАГАНДЫ ПО ОХРАНЕ ТРУДА

Состав работ:

1. Руководство работой кабинета (уголков) по охране труда, организация пропаганды и информации по вопросам охраны труда с использованием внутренней радиосвязи, телевидения, видео- и кинофильмов по безопасности труда, малотиражной печати организации, стенных газет, витрин и т.д.

2. Организация и проведение лекций, бесед; участие в подготовке экспонатов и наглядных пособий при организации учебных кабинетов; организация выставок, уголков, витрин, стендов, проведения курсов и общественных смотров по охране труда.

3. Организация и обеспечение подразделений организации правилами, инструкциями, нормами, плакатами и другими наглядными пособиями по охране труда.

4. Организация обмена передовым опытом по охране труда.

5. Выезды в командировки, прием и ознакомление работников других организаций с практикой работы по охране труда.

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИНСТРУКТАЖЕЙ, ОБУЧЕНИЯ, ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ ТРЕБОВАНИЙ ОХРАНЫ ТРУДА РАБОТНИКОВ ОРГАНИЗАЦИИ

Состав работ:

1. Разработка программы проведения вводного инструктажа по охране труда.

2. Проведение вводного инструктажа по охране труда.

3. Контроль за своевременным и качественным проведением обучения, проверки знаний и организации всех видов инструктажей по охране труда.

4. Организация обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, по оказанию первой помощи пострадавшим; проведение консультаций.

5. Участие в работе комиссий по проверке знаний по охране труда у работников.

6. Оказание методической помощи руководителям подразделений организации при разработке и пересмотре инструкций по охране труда для работников.

Таблица 4

№ п/п	Среднесписочная численность работников в организации	Среднемесячная численность работников в организации					
		Нормативная численность, человек					
		до 20	21–30	31–40	41–50	51–70	71–100
1	до 500	0,38	0,40	0,43	0,46	–	–
2	501–750	0,42	0,45	0,48	0,52	0,57	–
3	751–1000	0,47	0,50	0,54	0,59	0,64	0,70
4	1001–1500	0,55	0,59	0,65	0,75	0,83	0,91
5	1501–3000	0,81	0,86	0,92	1,00	1,08	1,17
6	3001–5000	1,16	1,24	1,32	1,41	1,54	1,72
7	5001–7500	1,60	1,68	1,77	1,90	2,08	2,21
8	7501–10000	–	2,12	2,24	2,43	2,56	2,76
9	10001–20000	–	–	3,98	4,24	4,43	4,78
10	20001 и свыше	–	–	4,64	4,80	5,00	5,30

**Киреева Э.А.,
Быстрицкий Г.Ф.**



ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

В системах водоснабжения и канализации широкое применение находят центробежные насосы, в которых имеют место гидравлические, объемные и механические потери мощности.

Гидравлические потери включают в себя потери напора, потери, связанные с преобразованием кинетической энергии в потенциальную и с изменением конфигурации трубопроводов по длине и др.

Объемные потери (потери утечки) определяются обратной утечкой жидкости через зазоры между рабочим колесом и уплотнительными кольцами.

Механические потери включают в себя потери на трение диска рабочих колес о жидкость, в сальниках, подпятниках в подшипниках.

Общий КПД насоса определяется указанными выше потерями и зависит также от состояния насоса и режима его работы. КПД центробежных насосов составляет: для насосов низкого напора 0,4–0,7; среднего и высокого напора – 0,6–0,8; насосы новых конструкций имеют КПД, равный 0,9.

В расходе электроэнергии на промышленных предприятиях насосные установки занимают зна-

чительную долю. Электроэнергия, потребляемая насосом, кВт·ч, равна:

$$\mathcal{E} = \frac{QH\gamma}{3600 \cdot 102 \eta_n \eta_h \eta_d} T_r, \quad (1)$$

где Q – подача (производительность) насоса, м³/ч; H – полный напор с учетом высоты всасывания, м; η_n , η_h , η_d – КПД передачи, насоса и двигателя соответственно; T_r – годовое время работы насоса, ч; γ – плотность (уд. вес) воды, кг/м³.

Анализ выражения (1) позволяет определить основные направления уменьшения расхода электроэнергии, потребляемой насосами.

1. Повышение КПД насосов η_n путем:
 - замены устаревших малопроизводительных насосов новыми насосами с высоким КПД

$$\Delta \mathcal{E} = 0,00272 \frac{\dot{H}}{\eta_d} \cdot \frac{1}{\eta_{н.с} - \eta_{н.н}} \dot{Q} T_r, \quad (2)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – экономия электроэнергии, кВт·ч; $\eta_{н.с.}$, $\eta_{н.н.}$ – КПД старого и нового насоса соответственно;

– повышение КПД насосов до паспортных значений за счет качественного ремонта насосов, тщательной балансировки рабочих колес, свежих уплотнений.

2. Повышение КПД передачи η_n , которое можно достичь в том случае, если насос и электродвигатель конструктивно представляют собой одно целое, т.е. рабочее колесо насоса находится непосредственно на валу двигателя.

3. Улучшение загрузки насосов. Известно, что для любого режима работы насоса удельный расход электроэнергии, кВт·ч/м³ равен:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{H \cdot 1000}{102 \cdot 3600 \eta_d \eta_n} = 0,00272 \frac{H}{\eta_d \eta_n}, \quad (3)$$

где H – действительный напор, развиваемый насосом при данном режиме, м вод.ст; η_n , η_n – КПД электродвигателя и насоса при данном режиме.

Из выражения (3) следует, что наименьший удельный расход электроэнергии на подачу воды будет иметь место при максимальной подаче насоса, зависящей от характеристики системы водоснабжения.

4. Уменьшение сопротивления трубопроводов. Одной из главных причин повышенных удельных расходов электроэнергии на подачу воды является неправильная конфигурация трубопровода системы водоснабжения, когда поток испытывает резкие повороты, неисправность задвижек, плохое состояние и засоренность всасывающих устройств и пр. Так, потери напора в трубопроводе:

а) для труб на прямом участке

$$\Delta H_{п.у} = 0,083 \lambda L Q^2 / d^5; \quad (4)$$

б) для местных сопротивлений

$$\Delta H_{м.с} = 0,083 f Q^2 / d^4, \quad (5)$$

где λ – коэффициент трения воды о стенки труб (0,02–0,03); L – длина участка трубопровода, м; Q – действительный расход, м³/с; d – диаметр трубопровода, м; f – коэффициент местного сопротивления, равный: для задвижек – 0,5; для

закругленного на 90° колена – 0,3; для обратного клапана – 5,0.

5. Сокращение расхода и потерь воды за счет:

- ликвидации утечек и бесцельного расхода воды;

- внедрения оборотного водоснабжения;
- совершенствования систем охлаждения.

6. Регулирование работы насосов. Насосы работают в переменном режиме в зависимости от режима потребления воды. Рациональное регулирование работы насоса обеспечивает значительную экономию электроэнергии.

Основной задачей регулирования центробежного насоса является подача в сеть (систему) расхода Q , м³/с, заданного определенным графиком. При этом, как показывают рабочие характеристики, все основные параметры насоса H_n , P_n и η_n (напор насоса, мощность на валу насоса и КПД насоса) изменяются в зависимости от расхода (подачи) Q (рис. 1).

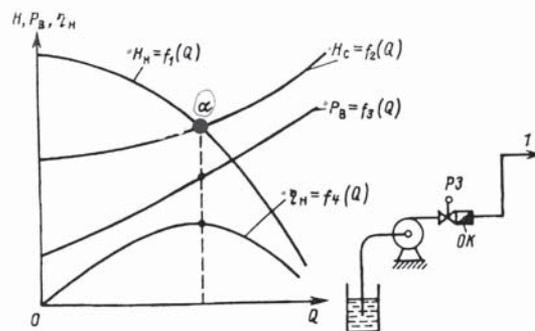


Рис. 1. Зависимости напора насоса H_n , мощности на валу насоса P_n и КПД насоса η_n от расхода (подачи) Q :

$PЗ$ – регулирующая задвижка; $ОК$ – обратный клапан; 1 – в сеть

Регулирование режима работы насоса может осуществляться:

- напорной или приемной задвижкой (дросселем);
- изменением числа работающих насосов;
- изменением частоты вращения электродвигателя.

Наиболее экономичным способом регулирования является изменение числа работающих насосов, однако этот способ целесообразен в системах с постоянным расходом.

Регулированием производительности (подачи или расхода) центробежных насосов путем

дросселирования задвижками на напорной или всасывающей линиях можно только уменьшить подачу насоса. Этот способ регулирования расхода жидкости задвижкой на напорном патрубке насоса основан на увеличении сопротивления напорной линии.

На рис. 2 даны рабочие характеристики насоса при $n = \text{const}$ (n – частота вращения рабочего колеса) и характеристика трубопроводной сети, на которую включен насос. Предполагается, что регулирующий дроссель (задвижка) полностью открыт.

Известно, что установившийся режим работы насоса возможен только при условии равенства напора насоса напору в системе, т. е. $H_n = H_c$ (точка α на рис. 1 и 2).

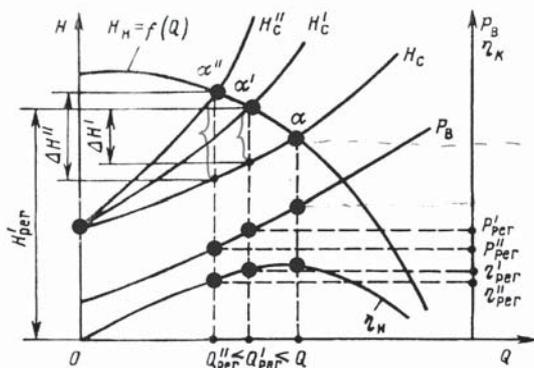


Рис. 2. Регулирование производительности центробежных насосов путем дросселирования задвижками

Таким образом, точка α , являясь точкой пересечения характеристик насоса и системы (сети), определяет режим работы насосной установки, т.е. подачу, напор, мощность и КПД насоса при полностью открытом дросселе.

В случае прикрытия дросселя на напорной трубе положение характеристики трубопровода (сети) изменится, и точка α сместится по характеристике насоса влево вверх и займет положение α' , определив тем самым новые значения параметров $Q'_{\text{пер}}$, $H'_{\text{пер}}$, $P'_{\text{пер}}$, $\eta'_{\text{пер}}$.

Дальнейшее прикрытие дросселя обусловит смещение влево характеристики системы (H''_c) и точки α (ее новое положение α''), которая определит новые значения $Q''_{\text{пер}}$, $H''_{\text{пер}}$, $P''_{\text{пер}}$, $\eta''_{\text{пер}}$ и т.д.

Следовательно, дроссельное регулирование при постоянной частоте вращения ($n = \text{const}$) со-

ответствует введению дополнительного гидравлического сопротивления в сеть трубопроводов насоса.

Поскольку наибольшая подача имеет место при полностью открытой задвижке (точка α на рис. 2), дроссельное регулирование применяют только с целью уменьшения подачи. Из рис. 2 видно, что дросселирование уменьшает мощность на валу насоса и его КПД и вместе с тем повышает долю электроэнергии, расходуемой при регулировании. Поэтому дросселирование является неэкономичным способом регулирования и его применяют в основном для мелких насосов, а также в тех случаях, когда регулирование производится в течение небольшого числа часов в году.

При регулировании задвижкой до $Q'_{\text{пер}}$ напор, непроизводительно затрачиваемый в дросселе, определяется отрезком $\Delta H''$, а теряемая при этом в насосе мощность будет равна, кВт,

$$\Delta P = \frac{\gamma Q'_{\text{пер}} \Delta H''}{102 \eta'_{\text{пер}}} \quad (6)$$

Чем глубже осуществляется процесс регулирования задвижкой, тем большие потери мощности будут иметь место.

Несмотря на то что этот вид регулирования центробежных насосов мало эффективен, он до сих пор применяется в системах водоснабжения из-за своей простоты.

При дроссельном регулировании центробежных насосов дроссель располагают на напорной трубе, так как при его размещении на всасывающей трубе при регулировании могут возникнуть кавитационные явления и нарушения нормальной работы насоса.

Регулирование изменением частоты вращения рабочего колеса насоса. В тех случаях, когда имеется возможность изменять частоту вращения вала двигателя насоса, целесообразно регулировать производительность насоса изменением частоты вращения. Такое регулирование может осуществляться с помощью преобразователя частоты, установленного на двигателе насоса, гидромуфты, электромагнитных муфт, варисторов, редукторов.

Необходимость в частотном регулировании возникает в системах водоснабжения при значительных и частых изменениях расхода воды.

На рис. 6 представлены характеристики насоса при различных частотах вращения рабочего колеса: $n_2 < n < n_1$. Точки пересечения характеристики $H = f(Q)$ насоса характеристикой трубопроводной сети, обозначенные α , α_1 , α_2 , определяют режимы работы насоса при различных частотах вращения.

Из рис. 6 видно, что изменением частоты вращения могут быть достигнуты различные подачи (расходы) Q_{n2} , Q_n , Q_{n1} и напоры, причем с увеличением частоты вращения подача и напор увеличиваются, а с уменьшением ее – уменьшаются. Мощность и КПД могут быть определены из рис. 6 по имеющимся значениям подачи Q_n , Q_{n1} и Q_{n2} .

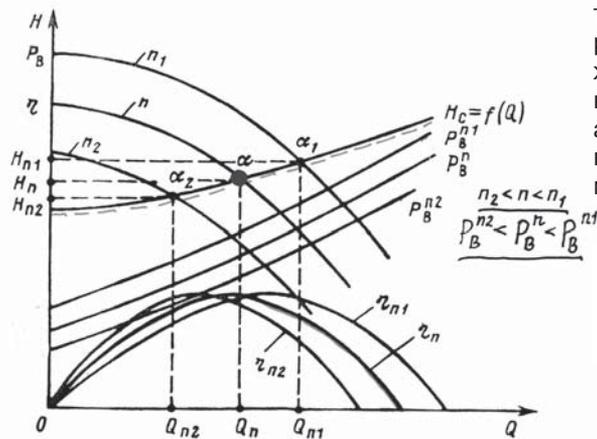


Рис. 6. Характеристики насоса при различных частотах вращения рабочего колеса

В отличие от рассмотренного выше данный способ регулирования дает возможность изменять подачу в любом направлении. Потери электроэнергии, обусловленные гидравлическим сопротивлением дросселя, здесь не имеют места, и поэтому этот способ является наиболее экономичным и в настоящее время широко применяется на крупных водопроводных станциях. На насосных станциях с несколькими агрегатами частоту вращения регулируют обычно у одного-двух насосов.

Необходимо отметить, что в то время как режим работы насоса с пониженной частотой вращения при эксплуатации допускается, повышение частоты вращения в каждом конкретном случае следует согласовывать с заводом-изготовителем.

Годовая экономия электроэнергии при внедрении регулируемого электропривода равна

$$\Delta \mathcal{E}_r = \sum_{i=1}^k (P_{3i} - P_{3i}') t_i,$$

где k – число ступеней упорядоченной диа-

граммы изменения производительности насосной установки в течение года; P_{3i} , P_{3i}' – мощности, потребляемые электроприводом из сети на i -й ступени при регулировании производительности насоса задвижкой и электроприводом; t_i – продолжительность i -й ступени.

В настоящее время в системах водоснабжения устанавливают насосные агрегаты, рассчитанные на максимальное потребление воды при максимальной мощности бывает кратковременная, а в остальное время насосный агрегат работает с большим удельным потреблением электроэнергии. Поэтому в таких системах водоснабжения целесообразна установка накопителя воды на высоте требуемого напора с соответствующим автоматическим отключением насосного агрегата при заполнении водой накопителя. В этом случае можно получить экономию электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{Q_1 H \gamma T}{3600 \cdot 102} \left(\frac{1}{\eta_n' \eta_n' \eta_d'} - \frac{1}{\eta_n \eta_n \eta_d} \right),$$

где Q_1 – расход воды за 1 ч; T – время работы насоса, ч; $\eta_n \eta_n \eta_d$ – КПД передачи, насоса, двигателя при работе без накопителя; $\eta_n' \eta_n' \eta_d'$ – КПД передачи, насоса, двигателя при работе на накопитель.

В производственных условиях часто возникает необходимость пересчета рабочих характеристик насоса при частоте n на другую частоту вращения рабочего колеса n_1 при $D_2 = \text{const}$ (выходной диаметр рабочего колеса насоса). Для этого можно воспользоваться формулами, полученными на основании закона подобия центробежных насосов:

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{n}{n_1}; \quad \frac{H}{H_1} = \left(\frac{n}{n_1} \right)^2; \quad \frac{P}{P_1} = \left(\frac{n}{n_1} \right)^3.$$

Высота всасывания насоса при работе его с новой частотой вращения n_1 определяется из выражения

$$H'_b = 10 - \left[10 - H_b \left(\frac{n_1}{n} \right)^2 \right],$$

где H'_b – допустимая вакуумметрическая высота всасывания при частоте вращения n_1 ; H_b – то же, при частоте вращения n .

Обрезка рабочих колес насосов. В практике эксплуатации насосных станций для расширения области применения насосов и экономии электроэнергии иногда пользуются способом обрезки рабочих колес без изменения формы рабочих лопастей. При этом геометрическое подобие несколько нарушается.

Подачу $Q_{обр}$ и напор $H_{обр}$ насоса, имеющего срезанное рабочее колесо диаметром $D_{обр}$ можно определить по уравнению закона подобия центробежных насосов, зная подачу Q и напор H при номинальном (не срезанном) рабочем колесе диаметром D .

Из закона подобия при условии постоянных частоты вращения и ширине колеса имеем

$$\left. \begin{aligned} \frac{H_{обр}}{H} &= \left(\frac{D_{обр}}{D} \right)^2 \\ \frac{Q_{обр}}{Q} &= \frac{D_{обр}}{D} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

Экспериментальная проверка этих равенств для центробежных насосов, имеющих коэффициент быстроходности $n_s < 150$, показала соответствие их опытным данным.

Изменение КПД насоса при обрезке колеса можно рассчитать по формуле, которая применяется в гидротурбиностроении для расчета оптимального значения КПД:

$$\eta_{обр} = 1 - (1 - \eta) \left(\frac{D}{D_{обр}} \right)^{0,25} \quad (8)$$

Экспериментальные исследования показывают, что при обрезке колеса КПД изменяется незначительно в зависимости от коэффициента быстроходности. С достаточной точностью можно принять, что КПД насоса уменьшается на 1% на каждые 10% обрезки колеса при коэффициенте быстроходности $n_s = 60 \div 200$ и на 1% на каждый 4% обрезки при $n_s = 200 \div 200$.

В зависимости от коэффициента быстроходности рекомендуются следующие пределы обрезки колес:

$60 < n_s < 120$	$20 \div 15\%$
$120 < n_s < 200$	$15 \div 11\%$
$200 < n_s < 300$	$11 \div 7\%$

В практике проектирования и анализа режимов работы насосов широко применяется метод графо-аналитического расчета совместной работы системы «насосы-сеть».

На рис. 7 представлены действительные характеристики насоса типа Д-4000-95 при различных диаметрах рабочих колес и постоянной частоте вращения n_n , равной 750 об/мин.

Как указано ранее, обрезка рабочего колеса насоса позволяет уменьшать потребляемую мощность электродвигателя и экономить электроэнергию.

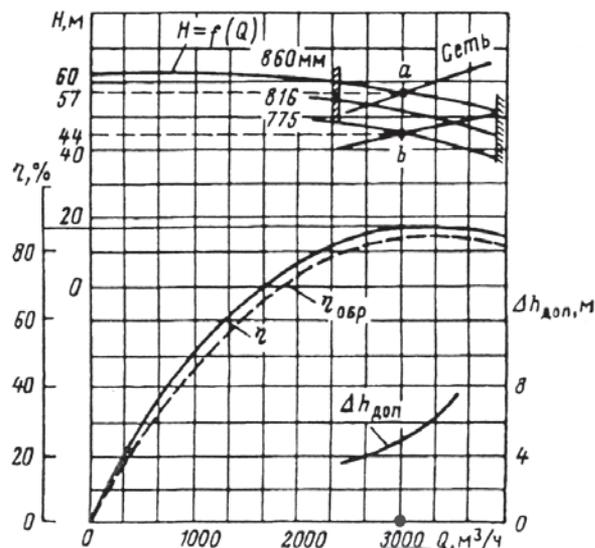


Рис. 7. Действительные характеристики насоса типа Д-4000-95 при различных диаметрах рабочих колес и постоянной частоте вращения

В заключение следует подчеркнуть, что каждый из рассмотренных способов экономии электроэнергии в системах водоснабжения и канализации имеет свою область применения.

В мировой практике регулируемый электропривод признан одной из наиболее эффективных энергосберегающих и ресурсосберегающих экологически чистых технологий. Это подтвердил и отечественный опыт внедрения регулируемого электропривода. В России этот способ экономии электроэнергии в настоящее время начинает широко применяться.



На вопросы читателей отвечает доцент, кандидат технических наук Юрий Владимирович Харечко.

Вопросы можно задавать по почтовому адресу редакции или электронной почте: glavenergo@mail.ru.

Вопрос. Что можно сказать о следующем замечании, полученном нами к выполненному проекту: «В помещениях с повышенной опасностью установить двухполюсные автоматические выключатели (п.6.6.29 ПУЭ 7-е изд.)»? Наталья Винничук

Ответ. В п.6.6.29 ПУЭ седьмого издания сказано: «В трех- или двухпроводных групповых линиях сетей с изолированной нейтралью или без изолированной нейтрали при напряжении выше 50В, а также в трех- или двухпроводных двухфазных групповых линиях в сети 220/127В с заземленной нейтралью в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных должны устанавливаться двухполюсные выключатели». Процитированные требования из-за «дефективной» терминологии сформулированы очень неопределенно, что серьезно затрудняет их понимание и правильное исполнение. Поэтому читателю приходится гадать, о чем говорят эти требования и что следует выполнять в электроустановке здания. Попробуем частично раскрыть неопределенность нормативных требований и наметить мероприятия, которыми нужно руководствоваться при создании электроустановки здания.

Можно предположить, что в переводе на более понятный нормативный язык рассматриваемое

требование гласит: «В групповых электрических цепях освещения электроустановки здания выключатели должны отключать все линейные проводники этих электрических цепей». Такой перевод требований п.6.6.29 ПУЭ можно обосновать следующим образом. В требованиях ПУЭ говорится об электроустановке здания или ее части, которая соответствует типу заземления системы IT – понятие «сеть с изолированной нейтралью» (понятие «сеть без изолированной нейтрали» не поддается однозначному переводу). Электрические цепи в системе IT, как правило, состоят только из линейных проводников. В требованиях также сказано о двух- или трехпроводных двухфазных групповых электрических цепях напряжением 220/127В в электроустановке здания или ее части, которая соответствует типам заземления системы TN или TT – понятие «сеть с заземленной нейтралью». То есть в оговоренных условиях электрические светильники подключаются к линейным (фазным) проводникам, электрические цепи которых следует прерывать двухполюсными выключателями.

Следующие требования к отделению, отключению и управлению изложены в ГОСТР50571.7:

«462.1 В каждой цепи должна быть предусмотрена возмож-

ность отделения каждого проводника от питающих проводников, находящихся под напряжением, за исключением упомянутых в 461.2».

«461.2 В системах TN-C нулевой рабочий проводник, совмещенный с защитным, отделять или отключать не следует. В системе TN-S отделять или отключать рабочий нулевой проводник не требуется. Во всех системах распределения электроэнергии отделять или отключать защитные проводники не допускается».

«465.1.2 Устройства управления не обязательно должны отключать все токоведущие проводники цепи. Не допускается устанавливать однополюсные отключающие устройства в цепи нулевого рабочего проводника» (проектированы требования для рабочего отключения).

Представленные требования ГОСТР50571.7 предписывают отделять (разъединять) все линейные проводники (п.462.1). Для рабочего отключения не требуется прерывать все линейные проводники (п.465.1.2). Аналогичные требования содержит проект ГОСТ Р МЭК 60364-5-53 «Электрические установки зданий Часть 5-53. Выбор и монтаж электрооборудования. Отделение, коммутация и управление», который разработан на основе одноимен-

ного стандарта МЭК 60364-5-53 2002 г.

Анализ требований представленных нормативных документов позволяет сделать следующий вывод: для обеспечения надлежащего уровня электробезопасности в условиях отсутствия четко сформулированных нормативных требований нужно руководствоваться самыми строгими требованиями. Поэтому во всех групповых электрических цепях освещения, в которых электрические светильники подключаются к линейным проводникам, следует применять двухполюсные выключатели. Автоматические выключатели, которые защищают от сверхтока эти электрические цепи, также должны быть двухполюсными с двумя защищенными полюсами.

Вопрос. Трактовка п.7.1.79 ПУЭ, данная в статье «Требования Правил устройства электроустановок по применению устройств защитного отключения», опубликованной в шестом номере журнала, является официальной или это только понимание нормы авторами? Не могут в ПУЭ приводиться нормы, которые отменяются пунктом, приводимым на следующей странице – это мое личное мнение. Ранее в периодике я встречала другое разъяснение этого пункта, с которым я более согласна, чем с мнением авторов. Требование п.7.1.79 ПУЭ назначает величину номинального отключающего дифференциального тока, равного 30 мА в групповых линиях. А групповые линии, где следует устанавливать УЗО, определяются другими требованиями, например, изложенными в п.7.1.81 и 7.1.82 ПУЭ, а также в ГОСТ Р 50571.8, ГОСТ Р 50669, ГОСТ Р 50571.11, ГОСТ Р 50571.23? Наталья Винничук

Ответ. Любой нормативный документ должен быть сформулирован так, чтобы не возникла необходимость в его официальной или неофициальной трактовке. Однако многие требования ПУЭ седьмого издания противо-

речат друг другу, их нельзя понять и соответственно корректно выполнить. Наш анализ требований ПУЭ к применению УЗО, приведенный в указанной статье, в очередной раз иллюстрирует низкое качество ПУЭ как нормативного документа.

В п.7.1.79 ПУЭ сказано: «В групповых сетях, питающих штепсельные розетки, **следует применять УЗО** с номинальным током срабатывания не более 30 мА. Допускается присоединение к одному УЗО нескольких групповых линий через отдельные автоматические выключатели (предохранители). Установка УЗО в линиях, питающих стационарно установленное оборудование и светильники, а также в общих осветительных сетях, как правило, не требуется» (выделено нами). Рассмотрим эти требования более подробно. Первое из процитированных требований сформулировано однозначно – в групповых электрических цепях штепсельных розеток **следует применять УЗО**. Второе требование говорит о возможности подключения к одному УЗО нескольких групповых электрических цепей штепсельных розеток. В третьем требовании указаны групповые электрические цепи, которые не требуют обязательной защиты УЗО. Иными словами, п.7.1.79 ПУЭ содержит требования, которые или предписывают применять УЗО (в групповых электрических цепях штепсельных розеток), или допускают его не применять (в групповых электрических цепях освещения и стационарного электрооборудования). Поэтому наш вывод о том, что «первое требование п.7.1.79 ПУЭ носит общий характер и фактически поглощает аналогичные требования для электроустановок или их частей, смонтированных в помещениях без повышенной опасности, которые изложены в ПУЭ, то есть поглощает требование п.7.1.71, которое можно исключить из главы 7.1 ПУЭ», имеет реальное обоснование.

74 >>

– Значительный коэффициент усадки позволяет получить необходимую нормированную толщину изоляционного слоя манжет и труб (6-8 мм), что обеспечивает высокую электрическую прочность таких основных узлов, как, например, место контактного соединения жил с помощью гильз со срывными болтами у соединительных муфт. Слой изоляции труб большой толщины для наружных оболочек обеспечивает также мощную механическую защиту муфт.

Для повышения электрической прочности контактных соединений применен метод градирования изоляции, что означает постепенный послойный переход от материалов с напряженностью близкой к напряженности электрического поля оголенной жилы и имеющих величину диэлектрической проницаемости > 20-30, к изоляционным материалам, имеющим диэлектрическую проницаемость 6-8, напряженностью поля, сниженной до 30%, и применением материала с диэлектрической проницаемостью – 3, являющимся полным диэлектриком, имеющим величину объемного сопротивления $\rho_v=10-14$ Ом·мм³ и термоусаживаемые материалы фирмы «Capusa» с толщиной стенки не менее 4 мм, также со свойствами высокого диэлектрика. Общая толщина восстанавливаемой изоляции составляет более 10 мм, чего не имеет ни одна соединительная муфта изготавливаемая сегодня.

www.celec.ru

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЧАСТОТЫ ALTIVAR 31 – ИНТУИТИВНОСТЬ И УНИВЕРСАЛЬНОСТЬ

Преобразователи частоты новой серии Altivar 31 являются изделиями концепции Simply Smart торговой марки Telemecanique. Компактные и надежные, имеющие по сравнению с предыдущей гаммой Altivar 28 значительно расширенные функциональные, конструктивные и коммуникационные возможности, они предназначены для управления трехфазными

>> 88



ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ «МЕГОММЕТР»

Завод измерительных приборов «Мегомметр» выпускает приборы для измерения больших и малых сопротивлений (омметры, мегомметры, микромметры), измерители, лабораторные трансформаторы ЛАТР и трансформаторы тока.

ЭС0202/1Г, ЭС0202/2Г – МЕГАОММЕТРЫ

Предназначены для измерения сопротивления изоляции электрических цепей, не находящихся под напряжением.

Диапазон измерения: ЭС0202/1Г – 0–1000 МОм. Измерительное напряжение 100, 250, 500 В.

ЭС0202/2Г – 0–10000 МОм. Измерительное напряжение 500, 1000, 2500 В.

Прибор в сумке с комплектом шнуров из трех проводников со щупами.

Питание осуществляется от встроенного электромеханического генератора.

Выпускаются взамен М4100/1-5.

ЭС0210, ЭС0210/Г – МЕГАОММЕТРЫ

Предназначены для измерения сопротивления изоляции электрических цепей, не находящихся под напряжением и измерения действующего значения переменного или величины постоянного напряжения на измеряемом объекте.

Диапазон измерения напряжения 0–600 В:

ЭС0210/1,ЭС0210/1Г – 0–1000 МОм, измерительное напряжение 100, 250, 500 В.

ЭС0210/2,ЭС0210/2Г – 0–10000 МОм, измерительное напряжение 500, 1000, 2500 В.

ЭС0210/3,ЭС0210/3Г – 0–100000 МОм, измерительное напряжение 500, 1000, 2500 В.

Питание осуществляется ЭС0210 – от сети переменного тока не более 10 В А.

ЭС0210/Г от встроенного электромеханического генератора.

Прибор в сумке с комплектом шнуров из трех проводников со щупами.

Выпускаются взамен Ф4102/1-2, ЭС0202/1-2Г.

ЦР0200 – ИЗМЕРИТЕЛЬ РАССТОЯНИЯ ДО МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ КАБЕЛЯ

Предназначен для определения расстояния до места повреждения кабеля (до 40 км) типа «заплавляющий пробой» и до места с пониженным электрическим сопротивлением изоляции силовых электрических высоковольтных кабелей.

Выпускается взамен Щ4120.

Щ41160 – ИЗМЕРИТЕЛЬ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ЦИФРОВОЙ

Предназначен для измерения тока однофазного замыкания цепи фаза-нуль в сетях переменного тока 380/220 В.

Диапазон измерений тока однофазного КЗ 10–1000 А.

Выпускается взамен М417.

ЭК0200 – ИЗМЕРИТЕЛЬ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИКОСНОВЕНИЯ И ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Предназначен для измерений действующих значений напряжения прикосновения на электрофицированных объектах и тока короткого замыкания в цепи фаза-нуль в сетях переменного тока 380/220 В частотой 50, 60 Гц с глухозаземленной нейтралью.

Диапазон измерения тока КЗ 0–2 кА. Диапазон измерения напряжения прикосновения 0–250 В.

Выпускается взамен М417, Щ41160.

Ф4103-М1 – ИЗМЕРИТЕЛЬ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Предназначен для измерения сопротивления заземляющих устройств, удельного сопротивления грунтов и активных сопротивлений.

Диапазон измерений: 0–0,3; 0–1; 0–3; 0–10; 0–30; 0–100; 0–300; 0–1000; 0–3000; 0–15000 Ом.

Выпускается взамен М416.

Ф4106 и Ф4106А – ПРИБОР КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ

Предназначен для измерения сопротивления изоляции и сигнализации при его снижении до величины сопротивления вставки в сетях переменного тока с изолированной нейтралью, находящихся под напряжением.

Диапазон измерений от 0,02 до 5 МОм. Щитовой. Выпускается взамен МКН380.

М41070/1 – ОММЕТР

Предназначен для измерения электрического сопротивления постоянному току в различных областях народного хозяйства, кроме шахт, рудников и помещений, опасных по газу и пыли.

Диапазон измерений 0–300 кОм. Питание от встроенного источника 1,5 В.

М419 – ОММЕТР

Предназначен для измерения сопротивления изоляции сетей переменного тока, находящихся под напряжением, с изолированной нейтралью.

Щитовой. Диапазон измерений от 0 до 5 МОм. Выпускается взамен М143.

ЭС0212 – ОММЕТР

Предназначен для измерения электрического сопротивления заземляющей проводки, установления факта ее обрыва и обнаружения напряжения переменного тока до 380 В, частотой 50–400 Гц при нарушении изоляции.

Диапазон измерений от 0,05 до 20 Ом. Класс точности 1,5. Питание – элемент 1,5 В.

Аналог М372.

Ф4104-М1 – МИКРООММЕТР

Предназначен для измерения сопротивления постоянному току.

Диапазон измерения 0–100 мкОм; 0–1, 0–10, 0–100 мОм; 0–1, 0–10, 0–100 Ом; 0–1, 0–10, 0–100 кОм; 0–1, 0–10 Мом.

В комплекте со щупами и клещами.

Выпускается взамен Ф415

АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ ТИПА ЛАТР-1,25, ЛАТР-2,5

Однофазные, предназначены для плавного регулирования напряжения переменного тока частотой 50(60) Гц.

Номинальное первичное напряжение 220 В. Пределы регулирования вторичного напряжения при номинальном первичном напряжении и номинальной нагрузке от 0 до 250 В.

Номинальный ток нагрузки: ЛАТР-1,25 – 5 А; ЛАТР-2,5 – 10 А. Ток холостого хода не более 0,5 А.

Т-0,66 – ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и приборам учета электроэнергии.

Номинальные первичные токи 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000 А.

Номинальный вторичный ток 5 А. 600/5 (57,60 S) Класс точности: 0,2; 0,5; 0,5S.

асинхронными двигателями мощностью от 0,18 до 15 кВт.

Преобразователи частоты Altivar 31 воплощают в себе новейшие технологии и обладают расширенными функциями, отвечающими наиболее частым применениям (транспортное оборудование, фасовочно-упаковочные машины, специальные механизмы, насосы, вентиляторы, компрессоры и т.д.).

Одна из ярких черт новой серии Altivar 31 – чрезвычайно малые габариты: В 145 х Д 72 х Ш 140 мм (0,75 кВт, однофазное питание 240 В, встроенный фильтр ЭМС). Это, как и возможность установки преобразователей новой серии вплотную друг к другу, позволяет значительно экономить место в электрощкафу. Бесперебойная работа электропривода с Altivar 31 гарантируется в тяжелых климатических условиях от -10° до +50°С без уменьшения мощности.

Четыре типа сетевого питания: однофазное 240 В и трехфазное 240, 500 и 600 В, наличие встроенных фильтров ЭМС класса А, положительная и отрицательная логика делают преобразователи Altivar 31 пригодными для универсального использования, учитывающего технические особенности и нормативные требования мирового рынка приводной техники.

Преобразователь частоты Altivar 31 со встроенными протоколами Modbus и CANopen легко встраивается в современные архитектуры автоматизации. Он также может подключаться к сети Ethernet через мост Ethernet / Modbus, что обеспечивает доступ к информации в любой момент с любого места.

Многообразие конструктивных вариантов преобразователя Altivar 31 позволяет приспособить его к любым условиям эксплуатации.

Серия преобразователей частоты Altivar 31 соответствует нормам и стандартам UL/CSA, CE, NOM.

PRISMA PLUS – ВСЕ УЧТЕНО

Продукт накопленного компанией Schneider Electric опыта в построении систем распределения электро-

>> 103

СПРАВОЧНАЯ КНИГА ЭЛЕКТРИКА

Справочная книга состоит из трех больших разделов.

Первый раздел «Общетехнические сведения» содержит данные о физических величинах, принятых в электротехнике и электроэнергетике, расчетных формулах для цепей постоянного и переменного тока, краткое описание электрических измерений, современных электрических материалов.

Во втором разделе «Специальные технические сведения» приведены нормы качества электрической энергии, описаны последствия отклонения от этих норм, рассмотрены схемы, группы соединения обмоток трансформаторов и схемы включения их в параллельную работу, режимы работы нейтрали трансформаторов. Рассмотрены вопросы электробезопасности в системах электропитания различного назначения. Приведены кривые предельных кратностей трансформаторов тока и их технические характеристики, условия выбора и проверки электрических аппаратов и проводников. Показаны характерные неисправности трансформаторов, электродвигателей и способы короткого замыкания, выбора сечений проводов и жил кабелей, плавких предохранителей, автоматических выключателей и т.д.

В третий раздел «Справочные материалы по электрооборудованию» включены технические характеристики действующего и нового электрооборудования низкого и высокого напряжения: трансформаторов, электродвигателей, коммутационных аппаратов, кабельных и воздушных линий. Здесь же приведены сведения по светотехничес-



ким устройствам, счетчикам электроэнергии.

Значительная часть раздела посвящена описанию и параметрам нового электрооборудования отечественных заводов-изготовителей. Параметры современных электросчетчиков с указанием предприятий-изготовителей даны в Приложении.

Справочная книга составлена в значительной степени с учетом запросов специалистов, занимающихся эксплуатацией электрических сетей промышленных предприятий, сельскохозяйственных объектов, жилых и общественных зданий.

Книга содержит также материал, необходимый энергетикам в повседневной работе.

Предназначена книга для инженеров, техников и мастеров, занятых в эксплуатации систем электропитания. Она может быть также полезна студентам энергетических специальностей.

В книге 750 страниц. Выпущена она в твердом переплете.

Приобрести ее можно по адресу: 107996, Москва, ул. Садово-Спасская, д. 18, издательство «Колос».

Тел.: (095) 207-22-95; 207-21-25. Факс: (095) 207-28-70.



**МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ПРИКАЗ
от 3 февраля 2005 г. № 21**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИКИ
РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ) ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

Во исполнение п. 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 и п. 3 Постановления Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 приказываю:

1. Утвердить предлагаемую методику расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях.
2. Контроль за исполнением настоящего Приказа возложить на заместителя Министра промышленности и энергетики Российской Федерации А.Г. Реуса.

Министр
В.Б.ХРИСТЕНКО

Утверждена
Приказом
Минпромэнерго России
от 03.02.2005 № 21

**МЕТОДИКА
РАСЧЕТА НОРМАТИВНЫХ (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ)
ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

I. Общие положения

1. Методика предназначена для расчета нормативов технологических потерь электрической энергии в электрических сетях организаций, осуществляющих передачу электрической энергии по электрическим сетям.

2. Нормативы технологических потерь электроэнергии, рассчитанные по данной методике, применяются при расчете платы за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

3. Нормативы технологических потерь электроэнергии в планируемом периоде могут рассчитываться:

– на основе данных о схемах, нагрузках сетей и составе работающего оборудования в планируемом периоде методами расчета потерь, установленными настоящей методикой;

– на основе нормативных характеристик технологических потерь, рассчитанных в соответствии с настоящей методикой на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде.

При отсутствии нормативной характеристики допускается определять нормативы потерь в планируемом периоде на основе расчетов потерь в отчетном (базовом) периоде, изменяя нагрузочные потери пропорционально квадрату отношения отпусков электроэнергии в сеть в планируемом и базовом периодах, а потери холостого хода – пропорционально мощности (количеству) работающего оборудования в планируемом и базовом периодах.

4. Термины и определения

а) фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии;

б) система учета электроэнергии – совокуп-

ность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии;

в) технологические потери электроэнергии – сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии;

г) технологические потери при транспортировке электроэнергии – сумма двух составляющих потерь:

– потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери);

– расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

д) потери при реализации электроэнергии – сумма потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, и потерь, обусловленных хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены;

Примечание. Потери, обусловленные хищениями электроэнергии, не являются технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии, и их нормативы в данной методике не рассматриваются;

е) технические потери – сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей:

– потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери);

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

– потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери);

– потерь, зависящих от погодных условий;

ж) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций -расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала;

з) потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, – суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии;

и) норматив технологических потерь электроэнергии -технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с данной методикой при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде;

к) нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов из их перечня, установленного методикой;

л) нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии – зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

II. Методы расчета нормативных (техно-

логических) потерь при транспортировке электроэнергии

5. Методы расчета нагрузочных потерь

5.1. Нагрузочные потери электроэнергии за период Т часов (Д дней) могут быть рассчитаны одним из пяти методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

1) оперативных расчетов;

2) расчетных суток;

3) средних нагрузок;

4) числа часов наибольших потерь мощности;

5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1 – 4 рассчитывают на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2 – 5 должны рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за расчетный период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в расчетный период месяцев (расчетных интервалов).

5.1.1. Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \times \sum_{i=1}^n R_i \times \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \times \Delta t_{ij}, \quad (1)$$

где n – число элементов сети; Дельта t_{ij} – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной; m – число интервалов времени.

Токковые нагрузки элементов сети определяют на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов (ОИК) и автоматизированных систем учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ).

5.1.2. Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_l k_{\phi,м}^2 \Delta W_{сут экв j} \frac{D}{D_{экв j}}, \quad (2)$$

где $\Delta W_{сут}$ – потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{ср.сут}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам; k_l – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений; $k_{\phi,м}^2$ – коэффициент формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров); $D_{экв j}$ – эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{экв j} = \frac{\sum_{i=1}^N W_{mi}^2 D_{mi}}{\sum_{i=1}^N W_{mi}^2 D_{m.p}}, \quad (3)$$

где W_{mi} – отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{mi} ; $W_{m.p}$ – то же, в расчетном месяце; N_j – число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{экв j} = D_{mi}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$ определяют как сумму потерь мощности, рассчитанных для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в расчетном периоде определяют как сумму потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{сут}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (3) $N_j = 12$.

Коэффициент $k_{\phi,м}^2$ определяют по формуле:

$$k_{\phi,м}^2 = \frac{\sum_{i=1}^D W_i^2}{(W_{ср.сут})^2 D}, \quad (4)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца; D_m – число дней в месяце.

При отсутствии данных об отпуске электроэнергии в сеть за каждые сутки месяца коэффициент $k_{\phi,м}^2$ определяют по формуле:

$$k_{\phi,м}^2 = \frac{(D_p + k_w D_{н.р}) D_m}{(D_p + k_w D_{н.р})^2}, \quad (5)$$

где D_p и $D_{н.р}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце ($D_m = D_p + D_{н.р}$); k_w – отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни $k_w = W_{н.р} : W_p$.

5.1.3. Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{nj} = k_l k_{\phi}^2 \Delta P_{ср j} \frac{T}{k_{\phi}}, \quad (6)$$

где $\Delta P_{ср}$ – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов; k_{ϕ}^2 – коэффициент формы графика суммарной на-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

грузки сети за расчетный интервал; k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети; T_j – продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяют по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i}{(P_{\text{ср}} T)^2}, \quad (7)$$

где P_i – значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , час; m – число ступеней графика на расчетном интервале; $P_{\text{ср}}$ – средняя нагрузка сети за расчетный интервал.

Коэффициент k_k в формуле (6) принимают равным 0,99. Для сетей 6–20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{ср}}$ в формуле (7) могут использоваться значения тока головного участка I_i и $I_{\text{ср}}$. В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,02.

Допускается определять коэффициент формы графика за расчетный интервал по формуле:

$$k_{\phi} = k_{\phi, \text{с}} \times k_{\phi, \text{м}} \times k_{\phi, \text{н}}, \quad (8)$$

где $k_{\phi, \text{с}}$ – коэффициент формы суточного графика дня контрольных замеров, рассчитанный по формуле (7); $k_{\phi, \text{н}}$ – коэффициент формы графика месячных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу месяцев в расчетном интервале), рассчитываемый по формуле:

$$k_{\phi, \text{н}} = \frac{\sum_{i=1}^N W_{\text{ми}}^2}{(N \times W_{\text{ср.мес}}^2)}, \quad (9)$$

где $W_{\text{ми}}$ – отпуск электроэнергии в сеть за i -й месяц расчетного интервала; $W_{\text{ср.мес}}$ – средне-

месячный отпуск электроэнергии в сеть за месяцы расчетного интервала.

При расчете потерь за месяц $k_{\phi, \text{н}}^2 = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение k_{ϕ}^2 определяют по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (10)$$

Коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети k_3 определяют по формуле:

$$k_3 = \frac{W_0}{3 P_{\text{max}} T} = \frac{T_{\text{max}}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (11)$$

где W_0 – отпуск электроэнергии в сеть за время T ; T_{max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети.

Среднюю нагрузку i -го узла определяют по формуле:

$$P_{\text{ср}i} = \frac{W_i}{T}, \quad (12)$$

где W_i – энергия, потребленная (генерированная) в i -м узле за время T .

5.1.4. Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}j} = k_{\text{л}k} \Delta P_{\text{max}j} T_{\text{тау}o}, \quad (13)$$

где ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети; тау_o – относительное число часов наибольших потерь мощности, опре-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

деленное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяют по формуле:

$$\tau_{\text{о}} = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{\text{max}}^2 T), \quad (14)$$

где P_{max} – наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале.

Коэффициент k_k в формуле (13) принимают равным 1,03. Для сетей 6 – 20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и P_{max} в формуле (14) могут использоваться значения тока головного участка I_i и I_{max} . В этом случае коэффициент k_k принимают равным 1,0.

Допускается определять относительное число часов наибольших потерь мощности за расчетный интервал по формуле:

$$\tau_{\text{ау}} = \frac{D_p + k_w D_{\text{н.р}}}{D_m}; \quad (16)$$

где $\tau_{\text{ау}}$ – относительное число часов наибольших потерь мощности, рассчитанное по формуле (14) для суточного графика дня контрольных замеров.

Значения $\tau_{\text{ау}_M}$ и $\tau_{\text{ау}_N}$ рассчитывают по формулам:

$$\tau_{\text{ау}_M} = \frac{D_p + k_w D_{\text{н.р}}}{D_m}; \quad (16)$$

$$\tau_{\text{ау}_N} = \sum_{i=1}^N W_{mi}^2 / (N W_{mj}^2), \quad (17)$$

где $W_{m,p}$ – отпуск электроэнергии в сеть в расчетном месяце.

При расчете потерь за месяц $\tau_{\text{ау}_N} = 1$.

При отсутствии графика нагрузки значение $\tau_{\text{ау}_o}$ определяют по формуле:

$$\tau_{\text{ау}_o} = \frac{k^2 + 2k}{3}. \quad (18)$$

5.1.5. Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети состоит в расчете потерь электроэнергии на основе зависимостей потерь от суммарной длины и количества линий, суммарной мощности и количества оборудования, полученных на основе технических параметров линий и оборудования или статистических данных.

5.2. Потери электроэнергии должны рассчитываться для характерных рабочих и ремонтных схем. В расчетную схему должны быть включены все элементы сети, потери в которых зависят от ее режима (линии, трансформаторы, высокочастотные заградители ВЧ-связи, токоограничивающие реакторы и т.п.).

5.3. Расчетные значения активных сопротивлений проводов воздушных линий (ВЛ) R_n определяют с учетом температуры провода t_n , град. С, зависящей от средней за расчетный период температуры окружающего воздуха t_b и плотности тока в проводе j , А/мм²:

$$R_n = R_{20} [1 + 0,004 (t_n - 20 + 8,3 j^2 \sqrt{F / 300})], \quad (19)$$

где R_{20} – стандартное справочное сопротивление провода сечением F , мм², при $t_n = 20$ град. С.

Примечание. При отсутствии данных о средней плотности тока за расчетный период в каждом элементе электрической сети принимают расчетное значение $j = 0,5$ А/мм².

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

5.4. Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС) определяют по формуле:

$$\Delta W_{nc} = 2,3F \times j^2 \times L \times \tau_{ав} \times D, \quad (20)$$

где F – среднее сечение проводов (шин); L – суммарная протяженность проводов (шин) на подстанции; j – плотность тока.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (20), расчетные потери в СППС принимают в соответствии с табл. П.1 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

5.5. Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока (ТТ) определяют по формуле:

$$\Delta W_{ТТ} = \Delta P_{ТТном} \times \beta \times \frac{k}{\phi}, \quad (21)$$

где $\Delta P_{ТТном}$ – потери в ТТ при номинальной нагрузке; β – среднее значение коэффициента токовой загрузки ТТ $_{ТТср}$ за расчетный период.

При отсутствии данных о параметрах, используемых в формуле (21), расчетные потери в ТТ принимают в соответствии с табл. П.3 приложения 1 и относят их к условно-постоянным потерям.

6. Нормативные методы расчета нагрузочных потерь

6.1. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 330 – 750 кВ является метод оперативных расчетов.

6.2. Нормативными методами расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 35 – 220 кВ являются:

– при отсутствии реверсивных потоков энергии по межсетевым связям 35 – 220 кВ – метод расчетных суток;

– при наличии реверсивных потоков энергии – метод средних нагрузок. При этом все часовые режимы в расчетном периоде разделяют на группы с одинаковыми направлениями потоков энергии. Расчет потерь проводят методом средних нагрузок для каждой группы режимов.

При отсутствии данных о потреблении энергии на подстанциях 35 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.3. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 6 – 20 кВ является метод средних нагрузок.

При отсутствии информации о потреблении энергии на ТП 6 – 20 / 0,4 кВ допускается определять их нагрузки, распределяя энергию головного участка (за вычетом энергии по ТП, где она известна, и потерь в сети 6–20 кВ) пропорционально номинальным мощностям или коэффициентам максимальной загрузки трансформаторов ТП.

При отсутствии электрических счетчиков на головных участках фидеров 6 – 20 кВ временно допускается применение для расчетов потерь в этих сетях метода наибольших потерь мощности.

6.4. Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ является метод оценки потерь на основе зависимостей потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети, изложенный ниже.

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ с сечением головного участка F_r , мм², отпуском электрической энергии в линию $W_{0,38}$, за период D , дней, рассчитывают по формуле:

$$\Delta W_{н 0,38} = k_{0,38} \times \frac{W_{0,38}^2 (1 + \tau_{сд} \times \phi) L_{экв}}{F_r \times D} \times \frac{1 + 2k_{э}}{3k_{э}}, \quad (22)$$

где $L_{\text{эКВ}}$ – эквивалентная длина линии; $\text{tg } \phi$ – коэффициент реактивной мощности; $k_{0,38}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз.

Эквивалентную длину линии определяют по формуле:

$$L_{\text{эКВ}} = L_{\text{М}} + 0,44 L_{2-3} + 0,22 L_1, \quad (23)$$

где $L_{\text{М}}$ – длина магистрали; L_{2-3} – длина двухфазных и трехфазных ответвлений; L_1 – длина однофазных ответвлений.

Примечание. Под магистралью понимается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора 6 – 20 / 0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии.

Внутридомовые сети многоэтажных зданий (до счетчиков электрической энергии) включают в длину ответвлений соответствующей фазности.

При наличии стальных или медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу (23) подставляют длины линий, определяемые по формуле:

$$L = \frac{L_a}{a} + \frac{4L_c}{c} + 0,6 \frac{L_m}{m}, \quad (24)$$

где L_a , L_c и L_m – длины алюминиевых, стальных и медных проводов, соответственно.

Коэффициент $k_{0,38}$ определяют по формуле:

$$k_{0,38} = k_{\text{д}} (9,67 - 3,32 d_{\text{р}} - 1,84 d_{\text{р}}^2), \quad (25)$$

где $d_{\text{р}}$ – доля энергии, отпускаемой населению; $k_{\text{д}}$ – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 380/220 В и равным 3 для линии 220/127 В.

При использовании формулы (22) для расчета потерь в N линиях с суммарными длинами магистралей L_{MSUM} , двухфазных и трехфазных ответвлений $L_{2-3\text{SUM}}$ и однофазных ответвлений $L_{1\text{SUM}}$ в формулу подставляют средний отпуск электроэнергии в одну линию

$W_{0,38} = W_{0,38\text{SUM}} / N$, где $W_{0,38\text{SUM}}$ – суммарный отпуск энергии в N линий и среднее сечение головных участков, а коэффициент

$k_{0,38}$, определенный по формуле (25), умножают на коэффициент $k_{\text{Н}}$, учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, определяемый по формуле:

$$k_{\text{Н}} = 1,25 + 0,14 d_{\text{р}}. \quad (26)$$

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика и (или) коэффициенте реактивной мощности принимают $k_{\text{р}} = 0,3$; $\text{tg } \phi = 0,6$.

При отсутствии учета электроэнергии, отпускаемой в линии 0,38 кВ, ее значение определяют, вычитая из энергии, отпущенной в сеть 6–20 кВ, потери в линиях и трансформаторах 6–20 кВ и энергию, отпущенную в ТП 6 – 20 / 0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящиеся на балансе потребителей.

7. Методы расчета условно-постоянных потерь

7.1. К условно-постоянным потерям электроэнергии относятся:

- потери холостого хода в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) и трансформаторах дугогасящих реакторов;
- потери в оборудовании, нагрузка которого не имеет прямой связи с суммарной нагрузкой сети (регулируемые компенсирующие устройства);
- потери в оборудовании, имеющем одинаковые параметры при любой нагрузке сети (нере-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

гулируемые компенсирующие устройства, вентильные разрядники (РВ), ограничители перенапряжений (ОПН), устройства присоединения ВЧ-связи (УПВЧ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), включая их вторичные цепи, электрические счетчики 0,22–0,66 кВ и изоляция силовых кабелей).

7.2. Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяют на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности

холостого хода ΔP_x по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (27)$$

где T_{pi} – число часов работы оборудования в i -м режиме; U_i – напряжение на оборудовании в i -м режиме; $U_{ном}$ – номинальное напряжение оборудования.

Напряжение на оборудовании определяют с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники.

7.3. Потери электроэнергии в шунтирующем

Таблица 1.

Удельные потери мощности на корону

Напряжение ВЛ, тип опоры, число и сечение проводов в фазе	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде:			
		хорошая	сухой снег	влажная	изморозь
750 – 5 × 240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
750 – 4 × 600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
500 – 3 × 400	1200	2,4	9,1	30,2	79,2
500 – 8 × 300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330 – 2 × 400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220ст – 1 × 300	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220ст / 2 – 1 × 300	300	0,6	2,8	10,0	30,7
220жб – 1 × 300	300	0,4	2,0	8,1	24,5
220жб / 2 – 1 × 300	300	0,8	3,7	13,3	40,9
220 – 3 × 500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154 – 1 × 185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
154 / 2 – 1 × 185	185	0,17	0,51	1,74	6,12
110ст – 1 × 120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст / 2 – 1 × 120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110жб – 1 × 120	120	0,018	0,06	0,30	1,10
110жб / 2 – 1 × 120	120	0,020	0,07	0,35	1,21

Примечания. 1. Вариант 500 – 8 × 300 соответствует линии 500 кВ, построенной в габаритах 1150 кВ, вариант 220 – 3 × 500 – линии 220 кВ, построенной в габаритах 500 кВ.

2. Варианты 220 / 2 – 1 × 300, 154 / 2 – 1 × 185 и 110 / 2 – 1 × 120 соответствуют двухцепным линиям. Потери во всех случаях приведены в расчете на одну цепь.

3. Индексы «ст» и «жб» обозначают стальные и железобетонные опоры.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 2.

Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год, в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750 - 5 x 240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750 - 4 x 600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500 - 3 x 400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500 - 8 x 300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330 - 2 x 400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст - 1 x 300	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст / 2 - 1 x 300	36,1	31,2	27,5	24,7	22,7	19,3	28,5
220жб - 1 x 300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб / 2 - 1 x 300	48,0	41,5	36,6	32,9	30,2	25,7	37,9
220 - 3 x 500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154 - 1 x 185	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154 / 2 - 1 x 185	10,4	9,1	8,0	7,1	6,8	5,7	8,3
110ст - 1 x 120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст / 2 - 1 x 120	1,42	1,22	1,07	0,96	0,88	0,73	1,13
110жб - 1 x 120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб / 2 - 1 x 120	1,85	1,59	1,39	1,25	1,14	0,95	1,47

Примечание. Значения потерь, приведенные в табл. 2 и 4, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366 / 365$.

реакторе (ШР) определяют по формуле (27) на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности ΔP_p . Допускается определять потери в ШР на основе данных табл. П.1 приложения 1.

7.4. Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе (СК) или генераторе, переведенном в режим СК, определяют по формуле:

$$\Delta W_{ск} = (0,4 + 0,1\beta_Q) \frac{\Delta P_{ном}^2}{Q} \times T, \quad (28)$$

где β_Q – коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде; $\Delta P_{ном}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Допускается определять потери в СК на основе данных табл. П.2 приложения 1.

7.5. Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах (КУ) – батареях конденсаторов (БК) и статических тиристорных компенсаторах (СТК) – определяют по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta p_{КУ} \frac{S_{КУ}}{p}, \quad (29)$$

где $\Delta p_{КУ}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ; $S_{КУ}$ – мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных значение

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 3.

Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Потери мощности от токов утечки по изоляторам, кВт/км, на ВЛ напряжением, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

Таблица 4.

Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ

Номер региона	Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	0,86	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,19	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,34	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,17	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,69	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

Дельта $p_{кв}$ принимают равным для БК 0,003 кВт/квар, для СТК 0,006 кВт/квар.

7.6. Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22 – 0,66 кВ и изоляции силовых кабелей принимают в соответствии с данными заводов – изготовителей оборудования. При отсутствии данных завода-изготовителя расчетные потери принимают в соответствии с приложением 1 к настоящей Методике.

8. Методы расчета потерь, зависящих от погодных условий

8.1. Потери, зависящие от погодных условий, включают в себя три вида потерь:

- на корону;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

8.2. Потери электроэнергии на корону определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 1, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100% и гололед; к периодам влажной погоды – дождь, мокрый снег, туман.

8.3. При отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода потери электроэнергии на корону определяют по табл. 2 в зависимости от региона расположения линии. Распределение территориальных образований Российской Федерации по регионам для целей расчета потерь, зависящих от погодных условий, приведено в приложении 2 к настоящей Методике.

8.4. При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в табл. 1, расчетные значения, приведенные в таблицах 1 и

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 5.

Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Число проводов в фазе и сечение, мм ²	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт·ч/км в год, в районе по гололеду:			
		1	2	3	4
4 x 600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
8 x 300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
3 x 500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
5 x 240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
3 x 400	1200	0,114	0,156	0,197	0,237
2 x 400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
2 x 300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
1 x 330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
1 x 300	300	0,035	0,047	0,060	0,071
1 x 240	240	0,033	0,046	0,056	0,067
1 x 185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
1 x 150	150	0,028	0,039	0,053	0,064
1 x 120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
1 x 95	95	0,024	0,031	0,038	0,044

2, умножают на отношение F_T / F_ϕ , где F_T – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в табл. 1; F_ϕ – фактическое сечение проводов линии.

8.5. Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывают, умножая данные, приведенные в таблицах 1 и 2, на коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{\text{Укор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}}, \quad (30)$$

где $U_{\text{отн}}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

8.6. Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий определяют на основе данных об удельных потерях мощности, приведенных в табл. 3, и о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода.

По влиянию на токи утечки виды погоды должны объединяться в 3 группы: 1 группа – хорошая погода с влажностью менее 90%, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа – дождь, мокрый

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

снег, роса, хорошая погода с влажностью 90% и более; 3 группа – туман.

8.7. При отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий принимают по данным табл. 4.

8.8. Нормативный расход электроэнергии на плавку гололеда определяют по табл. 5 в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду (гл. 2.5 ПУЭ).

9. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций определяют на основе приборов учета, установленных на трансформаторах собственных нужд (ТСН). При установке прибора учета на шинах 0,4 кВ ТСН потери в ТСН, рассчитанные в соответствии с данной методикой, должны быть добавлены к показанию счетчика.

III. Методы расчета потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии

10. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\Delta W_{\text{уч}} = - (\Delta_{\text{ТТбета}} + \Delta_{\text{ТН}} + \Delta_{\text{ТХэтабета}} - \Delta_{\text{ТН}} + \Delta_{\text{сч}}) W / 100, \quad (31)$$

где $\Delta_{\text{ТТбета}}$ – токовая погрешность ТТ, %, при коэффициенте токовой загрузки $\beta_{\text{ТТ}}$; $\Delta_{\text{ТН}}$ – погрешность ТН по модулю напряжения, %; $\Delta_{\text{ТХэтабета}}$ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика, %, при коэффи-

циенте токовой загрузки $\beta_{\text{ТТ}}$; $\Delta_{\text{сч}}$ – погрешность счетчика, %; $\Delta_{\text{ТН}}$ – потеря напряжения во вторичной цепи ТН, %; W – энергия, зафиксированная счетчиком за расчетный период.

10.1. Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика определяют по формуле:

$$\Delta_{\text{ТХэтабета}} = 0,0291 \left(\frac{\Delta_{\text{ТХэта}}}{I_{\text{бета}}} - \frac{\Delta_{\text{ТХэта}}}{U} \right) \text{tg} \phi, \quad (32)$$

где $\Delta_{\text{ТХэта}_{\text{бета}}}$ – угловая погрешность ТТ, мин., при коэффициенте токовой загрузки $\beta_{\text{ТТ}}$; $\Delta_{\text{ТХэта}_U}$ – угловая погрешность ТН, мин.; $\text{tg} \phi$ – коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения.

10.2. Коэффициент токовой загрузки ТТ за расчетный период определяют по формуле:

$$\beta_{\text{ТТ}} = \frac{W \sqrt{1 + \text{tg}^2 \phi}}{T \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}}} \frac{1 + 2k}{3k}, \quad (33)$$

где $U_{\text{ном}}$ и $I_{\text{ном}}$ – номинальные напряжение и ток первичной обмотки ТТ.

10.3. Значения погрешностей в формулах (31) и (32) определяют на основе данных метрологической поверки. При отсутствии данных о фактических погрешностях измерительных комплексов допускается проводить расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, в соответствии с Приложением 3 к настоящей Методике.

IV. Методы расчета нормативных характеристик технологических потерь электроэнергии

11. Нормативную характеристику технологических потерь электроэнергии определяют на основе расчета потерь в базовом периоде методами, изложенными в разделах II и III настоящей

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Методики, и используют для определения норматива потерь на плановый период.

11.1. Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии имеет вид:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n A_{ij} \frac{W_{ij}}{D} + \sum_{i=1}^n B_i W_i + (C_{\text{пост}} + C_{\text{пог}} + C_{\text{с.н}}) \times D + B_{\text{уч}} W_{\text{уч}}, \quad (34)$$

где $W_{i(j)}$ – значения показателей (поступления и отпуска электроэнергии), отражаемых в отчетности; n – число показателей; W_o – отпуск электроэнергии в сеть; D – число дней расчетного периода, которому соответствуют задаваемые значения энергии; A_{ij} и B_i – нагрузочные потери, $C_{\text{пост}}$ – условно-постоянные потери, $C_{\text{пог}}$ – потери, зависящие от погодных условий, $C_{\text{с.н.}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, $B_{\text{уч}}$ – потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии.

11.2. Нормативную характеристику нагрузочных потерь электроэнергии в замкнутых сетях определяют на основе предварительно рассчитанной характеристики нагрузочных потерь мощности, имеющей вид:

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} P_i P_j + \sum_{i=1}^n b_i P_i, \quad (35)$$

где $P_{i(j)}$ – значения мощностей, соответствующих показателям, отраженным в формуле (34);

a_{ij} и b_i коэффициенты нормативной характеристики потерь мощности.

11.3. Преобразование коэффициентов характеристики потерь мощности в коэффициенты характеристики потерь электроэнергии производят по формулам:

$$B_i = b_i \cdot \dots \quad (37)$$

11.4. Для составляющих нормативной характеристики, содержащих произведения значений энергии, значение $k_{\text{фij}}^2$ вычисляют по формуле:

$$k_{\text{фij}}^2 = 1 + r_{ij} \sqrt{\frac{k_{\text{фи}}^2 - 1}{k_{\text{фj}}^2 - 1}}, \quad (38)$$

где $k_{\text{фи}}$ и $k_{\text{фj}}$ – коэффициенты формы i -го и j -го графиков активной мощности; r_{ij} – коэффициент корреляции i -го и j -го графиков, рассчитываемый по данным ОИК. При отсутствии расчетов r_{ij} принимают $k_{\text{фij}}^2 = 1$.

11.5. Коэффициент $C_{\text{пост}}$ определяют по формуле:

$$C_{\text{пост}} = \frac{\Delta W_{\text{пост}}}{D}, \quad (39)$$

где $\Delta W_{\text{пост}}$ – условно-постоянные потери электроэнергии в базовом периоде.

11.6. Коэффициент $C_{\text{пог}}$ определяют по формуле:

$$C_{\text{пог}} = \frac{\Delta W_{\text{пог}}}{D}, \quad (40)$$

где $\Delta W_{\text{пог}}$ – потери электроэнергии, зависящие от погодных условий, в базовом периоде.

11.7. Коэффициент $C_{\text{с.н.}}$ определяют по формуле:

$$C_{\text{с.н.}} = \frac{W_{\text{с.н.}}}{D}, \quad (41)$$

где $\Delta W_{\text{с.н.}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций в базовом периоде.

11.8. Коэффициент $B_{\text{уч}}$ определяют по формуле:

$$B_{\text{уч}} = \frac{\Delta W_{\text{уч}}}{W_o}, \quad (42)$$

где Дельта $W_{\text{уч}}$ – потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, в базовом периоде.

11.9. Нормативная характеристика нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях имеет вид:

$$\text{Дельта } W_{\text{нагр}} = A \frac{W_{\text{У}}^2}{U^2 D}, \quad (43)$$

где $W_{\text{У}}$ – отпуск электроэнергии в сеть напряжением U за D дней; $A_{\text{У}}$ – коэффициент нормативной характеристики.

11.10. Коэффициент $A_{\text{У}}$ нормативной характеристики (43) определяют по формуле:

$$A_{\text{У}} = \frac{\text{Дельта } W_{\text{нУ}}}{U^2 D}, \quad (44)$$

где Дельта $W_{\text{нУ}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в сети напряжением U в базовом периоде.

11.11. Коэффициенты A и C ($C_{\text{пост}}$, $C_{\text{пор}}$ и $C_{\text{с.н}}$) для радиальных сетей 6–35 кВ в целом по их значениям, рассчитанным для входящих в сеть линий (A и C), определяют по формулам:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{W_i^2}{W_{\text{SUM}}^2} \right); \quad (45)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (46)$$

где W_i – отпуск электроэнергии в i -ю линию; W_{SUM} – то же, в сеть в целом; n – количество линий.

Коэффициенты A_i и C_i должны быть рассчитаны для всех линий сети.

Их определение на основе расчета ограниченной выборки линий не допускается.

11.12. Коэффициент A для сетей 0,38 кВ рассчитывают по формуле (43), в которую в качестве Дельта $W_{\text{нУ}}$ подставляют значение суммарных нагрузочных потерь во всех линиях 0,38 кВ Дельта $W_{\text{н}}$ 0,38, рассчитанных по формуле (22) с учетом формулы (26).

энергии низкого напряжения семейство распределительных электрических щитов Prisma Plus (торговая марка Merlin Gerin) принимает эстафету у Prisma – щитов, которые вот уже 15 лет являются самыми востребованными в Европе.

Основные технические характеристики:

Номинальный ток, до 4000 А.

Допустимый сквозной ток КЗ $I_{\text{св}}=85$ кА.

РМаксимальный ударный ток КЗ $I_{\text{рк}}=187$ кА.

Степени защиты: вплоть до IP55, IK10.

Соответствие стандартам ГОСТ Р 51321.1-2000 и МЭК 60439-1.

Широкий выбор распределительных блоков заводского изготовления.

Система шкафов Prisma Plus предлагает широчайший выбор технических решений – от самых простых до самых сложных, на токи до 4000 А для промышленного, коммерческого и жилищного строительства, а также для рынка инфраструктур.

Силовые щиты серии Prisma Plus предназначены для создания главных, вторичных и оконечных распределительных щитов для любых типов применений в распределении электроэнергии и энергоснабжении здания.

Все решения Prisma Plus предварительно испытаны в самых сложных конфигурациях согласно ГОСТ Р 51321.1-2000 и МЭК 60439-1.

ZELIO LOGIC 2 – НОВОЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ РЕЛЕ ОТ SCHNEIDER ELECTRIC

Компания Schneider Electric выпустила на российский рынок новую версию своего интеллектуального реле Zelio Logic известной торговой марки Telemecanique. Теперь – с удвоенной функциональностью!

Сначала Zelio Logic побывал у стилиста, с помощью которого приобрел новый модный дизайн и самый большой экран из имеющихся в настоящее время на мировом рынке.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Приложение № 1

к Методике расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях

РАСЧЕТНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОБОРУДОВАНИИ

1. Таблица П.1.

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах (ШР) и соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС)

Вид оборудования	Удельные потери энергии при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
ШР, тыс. кВт·ч/МВА в год	84	84	74	65	36	35	32	31	29	26	20	19
СППС, тыс. кВт·ч/ подстанцию в год	1,3	1,3	1,3	1,3	3	6	11	18	31	99	415	737

Примечание. Значения потерь, приведенные в приложении 1, соответствуют году с числом дней 365. При расчете нормативных потерь в високосном году применяется коэффициент $k = 366 / 365$.

2. Таблица П.2.

Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Вид оборудования	Потери энергии, тыс. кВт·ч в год, при номинальной мощности СК, МВА									
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320	
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260	

Примечание. При мощности СК, отличной от приведенной в табл. П.2, потери определяют с помощью линейной интерполяции.

3. Таблица П.3.

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН) и устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ)

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВт·ч/год, при напряжении оборудования, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
РВ	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54
ТТ	0,06	0,1	0,15	0,2	0,4	0,6	1,1	1,5	2,2	3,3	5,0	7,5
ТН	1,54	1,9	2,35	2,7	3,6	6,2	11,0	11,8	13,1	18,4	28,9	58,8
УПВЧ	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	0,30	0,43	2,12	3,24	4,93

Примечание 1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования – на три фазы.

Примечание 2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимают равными 0,05 тыс. кВт·ч/год.

4. Потери электроэнергии в электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимают в соответствии со следующими данными, кВт·ч в год на один счетчик:

однофазный, индукционный – 18,4;
 трехфазный, индукционный – 92,0;
 однофазный, электронный – 21,9;
 трехфазный, электронный – 73,6.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

5. Таблица П.4.

Потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВт.ч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	-	-	-	-
16	0,17	0,37	-	-	-	-
25	0,26	0,55	1,18	-	-	-
35	0,29	0,68	1,32	-	-	-
50	0,33	0,75	1,52	-	-	-
70	0,42	0,86	1,72	4,04	-	-
95	0,55	0,99	1,92	4,45	-	-
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	-
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	-
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	-
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	-
300	-	-	-	-	35,2	80,0
400	-	-	-	-	37,4	90,0
500	-	-	-	-	44,4	100,0
625	-	-	-	-	49,3	108,0
800	-	-	-	-	58,2	120,0



НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Приложение № 2

к Методике расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО РЕГИОНАМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ, ЗАВИСЯЩИХ ОТ ПОГОДНЫХ УСЛОВИЙ

Номер региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха - Якутия, Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татария, Удмуртия, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия, Чечня Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкирия Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская



Приложение № 3

к Методике расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОГРЕШНОСТЯМИ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

П.3.1. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, определяют на основе данных о классах точности ТТ – $K_{ТТ}$, ТН – $K_{ТН}$, счетчиков – $K_{сч}$, коэффициентах токовой загрузки ТТ – $\beta_{ТТ}$ и сроках службы счетчиков после последней поверки – $T_{пов}$, лет. Приведенные ниже зависимости средних погрешностей ТТ, ТН и счетчиков применяют только для расчета суммарного недоучета по электрической сети в целом. Эти зависимости не допускается применять для корректировки показаний счетчика в конкретной точке учета.

П.3.2. Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, рассчитывают как сумму значений, определенных для каждой точки учета поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети по формуле:

$$\Delta_{уч\ i} = - (\Delta_{ТТ\ i} + \Delta_{ТН\ i} + \Delta_{сч\ i}) W_i / 100, \quad (П.1)$$

где $\Delta_{ТТ}$, $\Delta_{ТН}$ и $\Delta_{сч}$ – средние погрешности ТТ, ТН и счетчика, %, в i -й точке учета; W_i – энергия, зафиксированная счетчиком в i -й точке учета за расчетный период.

П.3.3. Среднюю погрешность ТТ определяют по формулам: для ТТ с номинальным током $I_{ном} \leq 1000$ А:

$$\text{при } \beta_{ТТ} \leq 0,05 \quad \Delta_{ТТ} = 30 (\beta_{ТТ} - 0,0833) K_{ТТ} \quad (П.2)$$

$$\text{при } 0,05 < \beta_{ТТ} \leq 0,2 \quad \Delta_{ТТ} = 3,3333 (\beta_{ТТ} - 0,35) K_{ТТ} \quad (П.3)$$

$$\text{при } \beta_{ТТ} > 0,2 \quad \Delta_{ТТ} = 0,625 (\beta_{ТТ} - 1) K_{ТТ} \quad (П.4)$$

для ТТ с номинальным током I более 1000 А:

$$\Delta_{ТТ} = \frac{625}{I_{ном}} (\beta_{ТТ} - 1) K_{ТТ} \quad (П.5)$$

П.3.4. Среднюю погрешность ТН (с учетом потерь в соединительных проводах) определяют по формуле:

$$\Delta_{ТН} = - 0,5 K_{ТН} \quad (П.6)$$

П.3.5. Среднюю погрешность индукционного счетчика определяют по формуле:

$$\Delta_{сч} = - k \frac{T_{пов}}{T_{сч}} K_{сч} \quad (П.7)$$

Коэффициент k принимают равным 0,2 для индукционных счетчиков, изготовленных до 2000 г., и 0,1 – для индукционных счетчиков, изготовленных позже этого срока.

При определении нормативного недоучета значение $T_{пов}$ не должно превышать нормативного межповерочного интервала.

Для электронного счетчика принимают $\Delta_{сч} = 0$.

Новый экран способен одновременно отображать 18x5 букв и других символов.

Затем Zelio Logic поступил на филологический факультет, где выучил два языка программирования. Параллельно Zelio Logic тренировался в фитнес-клубе, благодаря чему стал значительно сильнее и выносливее: в своем новом обличье он управляет до 40 точками входа/выхода, имеет шесть аналоговых входов и модули расширения. Способен работать при температуре окружающей среды до -20°C, при хранении спокойно переносит мороз до -40°C.

В институте по телекоммуникациям Zelio Logic добился совершенства в работе по протоколам сети ModBus, AS-interface и выучил теорию связи модема и GSM.

Все новые модули сохраняют программу и данные в течение 10 лет, автоматически производят переход на летнее время и обратно. Кроме того, предусмотрена блокировка паролем модуля и программы, есть транзисторные и релейные выходы с возможностью SET/RESET. Существуют четыре версии: с экраном и без него, с часами и без них.

Zelio Logic 2 – это еще и модульность: устройство идеально подстраивается под решение именно Вашей задачи с помощью различных модулей расширения. Фактически имеются две базы с 10 и 26 точками входа/выхода и три модуля расширения с 6, 10 и 14 точками. Так получаются решения с 10, 16, 20, 24, 26, 32, 36 и 40 точками входа/выхода.

Применение

– Промышленность: системы управления для небольших машин и механизмов, децентрализованные системы управления для оборудования, являющегося частью больших и средних машин.

– Строительный и административно-хозяйственный сектор:

управление освещением, контроль доступа в здание, управление системами контроля и наблюдения, отоплением и кондиционированием воздуха.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Зарегистрировано в Минюсте РФ 1 апреля 2005 г. № 6462

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ
от 15 февраля 2005 г. № 22-э/5

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), и решением Правления ФСТ России от 8 февраля 2005 года № р-2-э/1, приказываю:

Утвердить прилагаемые Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Руководитель
Федеральной службы по тарифам
С.НОВИКОВ

Приложение
к Приказу
Федеральной службы по тарифам
от 15 февраля 2005 г. № 22-э/5

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЗМЕРА ПЛАТЫ ЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

1. Общие положения

1. Настоящие «Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть I), ст. 37), Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее – Основы ценообразования), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической

и тепловой энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть II), ст. 130) и Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть II), ст. 5525).

2. Настоящие Методические указания определяют основные положения по расчету размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям (далее – плата за технологическое присоединение) организаций, имеющих на правах собственности или иных законных основаниях объекты электросетевого хозяйства (далее – Сетевая организация), и предназначены для использования Федеральной службой по тарифам (далее – Службой) и сетевыми организациями.

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям,

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

данным в Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федеральном законе от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», в Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» и в Постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминаци-

онного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» и означают следующее:

потребители электрической энергии	- лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд
объекты электросетевого хозяйства	- линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование
территориальная сетевая организация	- коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети
необходимая валовая выручка	- экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой хозяйственной деятельности в течение расчетного периода регулирования
единая национальная (общероссийская) электрическая сеть (ЕНЭС)	- комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств
регулируемая деятельность	- деятельность, в рамках которой расчеты за поставляемую продукцию (услуги) осуществляются по тарифам (ценам), которые подлежат государственному регулированию. Настоящее понятие применяется исключительно с целью идентифицировать расходы, относящиеся к регулируемой деятельности, и не означает применения в отношении этой деятельности какого-либо иного регулирования, кроме установления тарифов (цен)

4. Технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям осуществляется в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

5. Любые юридические и физические лица имеют право на технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил такого присоединения.

6. Размер платы за технологическое присоединение должен компенсировать расходы на проведение работ по технологическому присоединению нового объекта к электрическим сетям. Включение указанных расходов в состав платы за услуги по передаче электрической энергии не допускается.

7. Плата за технологическое присоединение взимается со следующих лиц, заинтересованных в технологическом присоединении и подавших заявку на выдачу технических условий на технологическое присоединение (далее – Заявители):

потребителей электрической энергии, вновь присоединяемых к электрическим сетям или расширяющих имеющиеся присоединения;

других электросетевых организаций, в том числе территориальных сетевых организаций и организаций, имеющих на правах собственности или иных законных основаниях объекты электросетевого хозяйства, относящиеся к ЕНЭС;

владельцев генерирующих установок, вновь присоединяемых к электрическим сетям или расширяющих имеющееся присоединение.

8. Плата за технологическое присоединение взимается однократно.

Изменение формы собственности или собственника (Заявителя или Сетевой организации) не влечет за собой повторную оплату за технологическое присоединение.

Информационным письмом ФСТ РФ от 13.05.2005 № СН-2410/14 разъяснен порядок представления материалов для утверждения платы за присоединение.

9. При наличии технической возможности для расчета размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям учитываются расходы на выполнение Сетевой организацией следующих работ:

– подготовка и выдача технических условий (далее – ТУ) в соответствии с заявкой Заявителя;

– проверка выполнения технических условий Заявителя и составление акта о технологическом присоединении;

– выполнение технических условий со стороны Сетевой организации;

– фактические действия по присоединению и обеспечению работы энергопринимающего устройства в электрической сети.

10. Физические лица, подающие заявку на технологическое присоединение в целях потребления электрической энергии для коммунально-бытовых нужд, с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт, включительно, оплачивают работу по разработке технических условий в объеме, не превышающем 0,5 минимального размера оплаты труда, а все иные работы, указанные в пункте 9 настоящих Методических указаний, в объеме, не превышающем в сумме 5 минимальных размеров оплаты труда.

Все другие Заявители (в том числе и физические лица с подключаемой нагрузкой более 15 кВт) оплачивают технологическое подключение в соответствии с разделами 2 и 3 настоящих Методических указаний.

11. Размер платы за технологическое присоединение на уровне напряжения 35 кВ и выше устанавливается Службой в соответствии с разделом 2 настоящих Методических указаний.

12. Размер платы за технологическое присоединение на уровне напряжения ниже 35 кВ устанавливается Службой в соответствии с разделом 3 настоящих Методических указаний.

13. Плата за технологическое присоединение подлежит отдельному учету со стороны Сетевой организации и не учитывается в необходимой валовой выручке Сетевой организации по иным регулируемым видам деятельности.

При отсутствии технической возможности присоединения к электрическим сетям Сетевая организация уведомляет об этом обратившегося с заявкой Заявителя.

2. Расчет размера платы за технологическое присоединение мощности не менее 10000 кВА к электрическим сетям на уровне напряжения не ниже 35 кВ

14. Размер платы за технологическое присоединение (СП) рассчитывается по формуле:

$$СП = РП \times (1 + Кп), \quad (1)$$

где:

РП – сумма расходов на проведение работ, указанных в пункте 9 настоящих Методических указаний;

Кп – коэффициент рентабельности работ, указанных в пункте 9 настоящих Методических

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

указаний, устанавливаемый Службой в размере, не превышающем прогнозируемый на текущий год уровень инфляции, но не ниже значения, равного 0,03.

3. Расчет размера платы за технологическое присоединение мощности менее 10000 кВА к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ

15. Расчет размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ для каждой Сетевой организации производится отдельно.

15.1. Для электроснабжения Заявителя, которому необходима электрическая мощность на напряжении 1–0,4 кВ:

до 30 кВт включительно, за исключением физических лиц с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно; свыше 30 кВт и до 100 кВт включительно.

15.2. Для электроснабжения Заявителя, которому необходима электрическая мощность, согласно следующей таблице.

Уровень напряжения, (i)	Мощность Заявителя кВт (j)	
	от 100 до 750	более 750
6 кВ и выше		

Уровень напряжения определяется по границе балансовой принадлежности электрических сетей Сетевой организации и Заявителя.

Информационным письмом ФСТ РФ от 13.05.2005 № СН-2410/14 разъяснен порядок представления материалов для утверждения платы за присоединение.

16. Расчет платы за 1 кВт мощности технологического присоединения производится на основе представленных в Службу Сетевой организацией прогнозных данных о планируемых расходах за технологическое присоединение на календарный год. При этом указанные данные определяются Сетевой организацией с учетом перспективного плана мероприятий по присоединению и прогнозируемого спроса на дополнительную мощность.

В целях недопущения необоснованного роста размера платы за технологическое присоединение Сетевая организация также представляет в Службу фактические данные о количестве и стоимости технологических присоединений за один полный год, предшествующий первому числу квартала, в котором была подана

заявка Сетевой организации на установление платы.

17. Ставка платы за технологическое присоединение на напряжении i и в диапазоне присоединяемой мощности j рассчитывается Службой на основании данных, представленных Сетевой организацией в соответствии с пунктом 16 настоящих Методических указаний по формуле:

$$C_{ij} = \frac{P_{ij}}{N_{ij}} \times (1 + K_n), \quad (2)$$

где:

P_{ij} – общие расходы за технологические присоединения по работам, указанным в пункте 9 настоящих Методических указаний, на уровне напряжения i и в диапазоне мощности j [руб.];

N_{ij} – суммарная мощность всех технологических присоединений на уровне напряжения i и в диапазоне присоединяемой мощности j [кВт].

18. Плата за технологическое присоединение рассчитывается в отношении каждого случая присоединения для одного Заявителя на основании ставок платы за технологическое присоединение по следующей формуле:

$$T_{ijk} = C_{ij} \times N_{ij}, \quad (3)$$

где:

C_{ij} – ставка платы за технологическое присоединение в классе напряжения i и диапазоне мощности j [руб.];

N_{ij} – суммарная мощность технологического присоединения одного Заявителя в классе напряжения i и диапазоне мощности j [кВт].

19. Расчет ставки платы за технологическое присоединение в классе напряжения i и диапазоне мощности j производится по формулам (2) и (3) и применяется при условии, что количество присоединений, используемых в расчете, не менее 10.

В случае, если количество технологических присоединений менее 10, расчет ставки платы за технологическое присоединение производится индивидуально для каждого технологического присоединения по формуле (1).

CONTENTS № 8 2005

ENERGETICS NEWS	4	DIAGNOSTICS AND REPAIR WORK	62
PROBLEMS AND SOLUTIONS	12	* Installation «Impuls-8» for diagnostics of mechanic deformation of transformer winding	62
* Why there is not energy saving in Russia	12	TECHNOLOGIES	65
POWER FACILITIES	14	* Complex system «Energija» for telemetry and metering of energy carrier	65
* Foreign producers of reinforcement for SIP at Russian market	14	* Coalescent air desiccation for work longevity of pneumatics	69
* Practical recommendation for choice and application of uncontact temperature measurement	17	EXPERIENCE EXCHANGE	71
* Norm requisition of standards GOST R 50571 «Electrical installation in building»	21	* All owners do it	71
* Applied aspects of electrical power quality. Independent estimation of electrical power quality	34	ACCIDENT PREVENTION	73
* Low-revolution moment electrical drive for stop reinforcement	39	* Calculation of staff numbers for labour protection service	73
HEAT SUPPLY	41	ENERGY SAVING	79
* Valves state at plant	41	* Energy saving in canalization and water supply system	79
* Method of measurement of thermal power quantity for steam heat supply system	45	QUESTION — ANSWER	84
AIR SUPPLY	53	CATALOGUE	86
* Development of home market of compressor and pump equipment	53	* Measuring instrument «Megommetr»	86
* Helical or turbo ?	58	BOOK SHELF	88
		STANDARD DOKUMENTS	89

ПРАЙС-ЛИСТ НА РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМНОЙ ИНФОРМАЦИИ В ЖУРНАЛЕ

Размер модуля	Стоимость публикации, руб
1/1 полосы	10 000
1/2 полосы	5 000
1/4 полосы	2 500
1/8 полосы	1 250
1/16 полосы	625
Строчка таблицы	660
2-я полоса обложки	30 000
3-я полоса обложки	25 000
4-я полоса обложки	35 000
Размещение рекламы в блоке журнала, с указанием страницы, где она размещена, в оглавлении	+50% к стоимости 1 (одной) полосы

ДОЛГОВРЕМЕННОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО ПРЕДУСМАТРИВАЕТ СКИДКИ

ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ РЕКЛАМЫ ПАКЕТАМИ:

№1 ПАКЕТ **ПРОБА**: 3 ВЫХОДА – 5%

№2 ПАКЕТ **СОТРУДНИЧЕСТВО**: 6 ВЫХОДОВ – 10%

ОПЫТ РЕКЛАМНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОКАЗЫВАЕТ,

ЧТО РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В ПАКЕТЕ

ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ

МАКСИМАЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ

АДРЕС И ТЕЛЕФОНЫ: 119 602, РОЖДЕСТВЕНКА, Д.5/7, ОФИС 3. ФАКС 921-99-98

УВЕРЕНЫ, ЧТО СОТРУДНИЧЕСТВО С ЖУРНАЛОМ ПОМОЖЕТ ДОНЕСТИ ДО НАШИХ ЧИТАТЕЛЕЙ

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ОБРАЗ НАШЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ, А ТАКЖЕ, ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ, ПРИВЛЕЧЬ НОВЫХ КЛИЕНТОВ.

БЛАГОДАРИМ ЗА ДОВЕРИЕ К ЖУРНАЛУ И НАДЕЕМСЯ НА СОТРУДНИЧЕСТВО!