

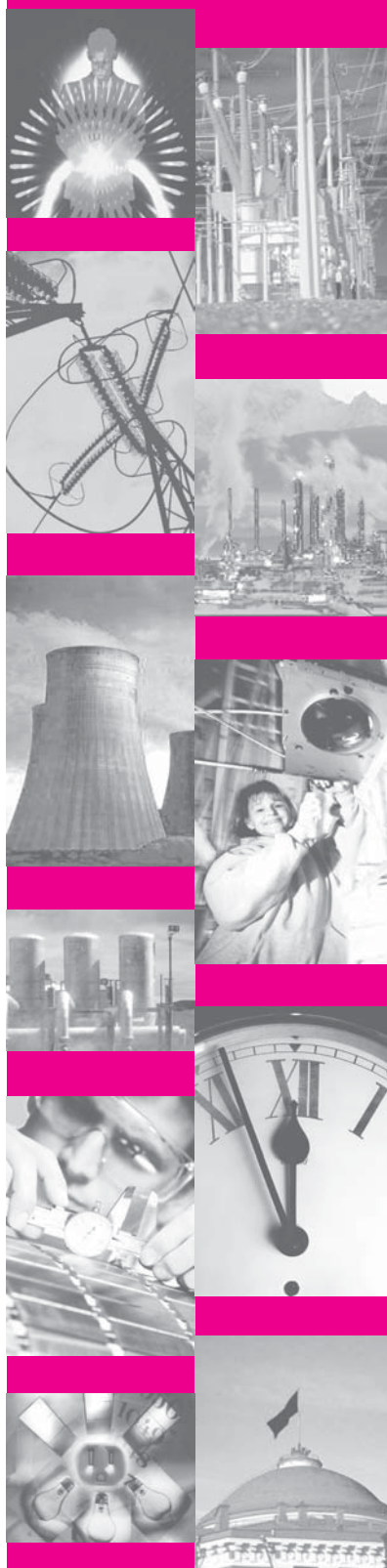
ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



МАРТ
2005

СОДЕРЖАНИЕ



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ _____ **4**

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ _____ **16**

• РЕФОРМА РОССИЙСКОЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: БЫТЬ ИЛИ НЕ БЫТЬ?
СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ И ОТСТУПЛЕНИЯ 16

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО _____ **23**

• СОВРЕМЕННЫЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 23

• ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ
СМОНТИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ
ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНОЙ
И ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
(ВИЗУАЛЬНЫЙ ОСМОТР) 27

• НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ СТАНДАРТОВ
КОМПЛЕКСА ГОСТ Р 50571
«ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ЗДАНИЙ» (ОКОНЧАНИЕ) 37

• ПУТИ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ 50

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ _____ **54**

• ПАР И ПАРОГЕНЕРАТОРЫ 54

• НОВАЯ ЖИЗНЬ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА 58

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ _____ **61**

• ОСУШЕНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА 61

• КОМПРЕССОРЫ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННЫЕ 63

ЭНЕРГОАУДИТ _____ **69**

• ТИПОВЫЕ ОБЪЕКТЫ ЭНЕРГОАУДИТА И
ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ 69

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 3/2005

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ 72

- ОТ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ К ОРГАНИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОГО ПАРТНЕРСТВА ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ 72

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ 78

- ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ 78

МЕТРОЛОГИЯ И СТАНДАРТИЗАЦИЯ 84

- О ВЛИЯНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИХРЕВЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА 84

ОБМЕН ОПЫТОМ 88

- КОРРЕКЦИОННАЯ ОБРАБОТКА ПОДПИТОЧНОЙ И СЕТЕВОЙ ВОДЫ РЕАГЕНТОМ ПАФ-13А 88

КАТАЛОГ 90

- СВЕДЕНИЯ О ПОСТАВЩИКАХ СОВРЕМЕННЫХ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 90

ОХРАНА ТРУДА 100

- ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТАЦИИ НЕОБХОДИМОЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК 100

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ 102

- ТРУБОПРОВОДЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ОПОЗНАВАТЕЛЬНАЯ ОКРАСКА, ПРЕДУПРЕЖДАЮЩИЕ ЗНАКИ И МАРКИРОВОЧНЫЕ ЩИТКИ 102

ЖУРНАЛ

«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» № 3/2005

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

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

Главный редактор
С.А. Леонов
Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка
А.Я. Богданов
Корректор
А.Г. Свиридова

Журнал
на I 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 11.03.05
Формат 60x88/8, Бумага
офсетная, усл. печ. л. 10
Печать офсетная
Тираж экз.
Заказ №

При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий: журнал «Вести в электроэнергетике», www.bereg-gk.ru, <http://www.kotel.ru>, www.negawatt.energy.ru, www.rosteplo.ru, www.almih.narod.ru, www.promreg.ru, www.prostoev.net, www.energomech.ru

ЧУБАЙС ОТСТАЕТ ОТ ВВП

По мнению экспертов, не слишком выдающиеся темпы производства электроэнергии в России должны в долгосрочной перспективе подтолкнуть российское правительство к решительным мерам в этой области.

Пресс-служба Росстата сообщила о том, что производство электроэнергии в 2004 г. возросло на 1,6% – до 931 млрд. кВт·ч. При этом прирост выработки электроэнергии в декабре 2004 г. по отношению к декабрю 2003 г. составил 2,5%. В целом же рост промышленного производства в электроэнергетике РФ в 2004 г. достиг 0,3, в декабре 2004 г. – 3%. По мнению большинства экспертов, весьма скромные показатели по темпам роста отрасли пока не страшны для достижения грандиозных целей Правительства РФ по удвоению ВВП. Однако, как полагает ряд экономистов, расслабляться РАО «ЕЭС» – монополисту в сфере тепловых и гидроэлектростанций, – а также госкомпании «Росэнергоатом» не стоит. Избыточные энерго мощности, о которых так любят напоминать скептически настроенным экспертам энергетики, в один «прекрасный» момент могут перестать быть избыточными.

Напомним, что, согласно ранее опубликованным данным Минпромэнерго РФ, российские электростанции в 2004 г. выработали 930,9 млрд. кВт·ч электроэнергии. При этом по сравнению с 2003 г. рост производства энергоресурсов составил 14,6 млрд. кВт·ч, или около 1,6%. Вместе с тем уровень потребления энергии в РФ в 2004 г. составил 924,3 млрд. кВт·ч, что на 21,6 млрд. кВт·ч, или на 2,4% больше,

чем в 2003 г. По данным РАО «ЕЭС», электростанции холдинга в 2004 г. увеличили выработку электроэнергии на 2,5% по сравнению с 2003 г. – с 635,8 млрд. до 652,0 млрд. кВт·ч.

В пресс-службе РАО «ЕЭС России» подтвердили рост выработки электроэнергии на предприятиях энергохолдинга, подчеркнув при этом, что темпы роста мощностей РАО полностью обеспечивают увеличивающийся спрос на этот вид продукции. «При этом стоит отметить, что РАО «ЕЭС» полностью удовлетворяет потребности отечественных потребителей в электроэнергии, и проводимая сейчас в России энергореформа не несет никаких негативных последствий для отрасли в целом», – подчеркнул представитель РАО.

«Конечно, производство электроэнергии в прошлом году выросло не очень сильно, с учетом того, что рост ВВП обогнал электроэнергетику в 2–2,5 раза. Но такое отставание на сегодняшний день не критично, поскольку у нас в стране есть еще довольно прочный запас избыточных энерго мощностей. Однако, судя по всему, в ближайшие несколько лет рост – количественный и качественный – производства электроэнергии в России будет происходить в основном за счет атомной энергетики, – отметил аналитик ИК «Церих» Николай Подлевских. – Дело в том, что мощности РАО «ЕЭС» требуют существенных инвестиций, причем инвестиций не только государственных, но и исходящих от крупных стратегических инвесторов. Учитывая неопределенность с продажей генераций энергохолдинга, можно сказать, что эти инвестиции



придут в электроэнергетику еще не скоро».

По разным оценкам, 50–60% производственных мощностей в электроэнергетике изношены, а это означает, что их полноценная эксплуатация возможна лишь в условиях модернизации предприятий, входящих в структуру РАО «ЕЭС» и «Росэнергоатома». Альтернативы – частных электростанций – в России пока фактически не существует: независимые генерации в «электрической» отрасли можно пересчитать по пальцам, и, по сути, погоды они пока не делают. Несколько лет, считают аналитики, электроэнергетика еще сможет прожить без капложений крупных стратегических инвесторов из частного сектора, однако Правительству РФ все-таки стоит ускорить реализацию энергореформы, основной целью которой ее идеолог Анатолий Чубайс уже давно провозгласил привлечение инвестиций в российскую электроэнергетику.

Екатерина Гуркина
RBCdaily

ОБЩИЙ ОБЪЕМ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ В 2005 г. СОСТАВИТ 5,3 МЛРД. ДОЛЛ.

Общий объем инвестиций в электроэнергетику в 2005 г. составит 5,3 млрд. долл. Об этом на заседании Правительства РФ сообщил министр промышленности и энергетики Виктор Христенко.

«Необходимо запустить ме-

ханизм гарантирования инвестиций, при котором покрывать все риски будут участники рынка», – отметил министр.

По его словам, в 2008–2009 гг. может быть создан рынок мощностей, который сам по себе будет гарантировать

инвестиции. Как сказал Христенко, потребность в инвестициях в отрасли составляет 48,60 млрд. долл., а ежегодно инвестиций требуется более 4 млрд. долл..

РИА «Новости»

«МОСЭНЕРГО» ВВЕЛО ПЛАТУ ЗА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ К ЭЛЕКТРОСЕТЯМ

Компания «Мосэнерго» ввела новую схему присоединения потребителей к электросети, в соответствии с которой новым абонентам энергокомпании необходимо заключить с ней соглашение и внести плату за подключение к электросетям, сообщил пресс-центр

«Мосэнерго». Главной целью новой схемы является ликвидация угрозы энергетического кризиса в Московском регионе, заявляет компания. Для получения доступа к сетям между новым абонентом и «Мосэнерго» заключается специальное соглашение. В соответствии с ним

энергокомпания берет на себя все работы по обеспечению энергоснабжения – разработку проектной документации, строительство подстанций и линий электропередачи, а потребитель оплачивает эти услуги.

«Газета.Ru»

В ДАЛЬЭНЕРГОСБЫТЕ СОЗДАНА СЛУЖБА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ



В Дальэнергосбыте ОАО «Дальэнерго» появилась Служба экономической безопасности. Как сообщили в пресс-службе энергокомпании, новое подразделение, созданное в соответствии с распоряжением генерального директора ОАО

«ДВЭУК» Виктора Мясника, призвано обеспечивать безопасность производственно-экономической деятельности Дальэнергосбыта, предупреждать и пресекать неправомерные действия, которые могут нанести экономический ущерб энергосбытовому филиалу «Дальэнерго».

Одним из главных направлений деятельности Службы безопасности станет активизация борьбы с хищениями электроэнергии. Для этого, в частности, в отделениях Дальэнергосбыта будут задействованы «телефоны доверия».

Все поступающие на «телефоны доверия» сигналы о случаях воровства энергии тщательно проверяются, а за достоверную информацию, которая поможет предотвратить эконо-

мический ущерб, энергетики готовы выплатить денежное вознаграждение. Кроме того, Служба экономической безопасности займется выявлением и пресечением случаев неправомерного поведения сотрудников Дальэнергосбыта.

Службы экономической безопасности уже успешно работают в энергосбытовых структурах акционерных обществ «Камчатскэнерго» и «Сахалинэнерго», находящихся под управлением ОАО «ДВЭУК». Так, экономический эффект от мероприятий службы безопасности Энергосбыта ОАО «Камчатскэнерго» по пресечению несанкционированного потребления электроэнергии составил в 2004 г. около 8 млн. руб.

REGIONS.RU

РЕФОРМА РАО «ЕЭС»: ГЕНЕРАЦИЯ БЕЗ ПРИВАТИЗАЦИИ

Глава Минпромэнерго не захотел порадовать фондовый рынок и прямо ответить на вопрос о том, когда правительство примет решение о приватизации оптовых генерирующих компаний (ОГК).

В одном из российских СМИ опубликовано интервью главы Минпромэнерго Виктора Христенко, в котором он, в частности, сказал несколько слов об одной из самых актуальных для российской экономики тем – реформе электроэнергетики. Впрочем, не столько о реформе в целом, сколько о самом ее уязвимом месте – приватизации оптовых генерирующих компаний (ОГК). Споры вокруг приватизации ОГК стали уже просто притчей во языцех, особенно среди участников фондового рынка – инвесторы ожидают определенности в этом вопросе уже больше года, но, судя по всему, дождутся ее еще не скоро. Ведь, по сути, в последнее время во всем, что касается грядущей приватизации генкомпаний, правительство ведет себя согласно незамысловатому лозунгу: «Давайте это обсудим!» В интервью г-н Христенко в очередной раз подтвердил, что у правительства нет определенной позиции в этом вопросе. Отраслевые эксперты уверены, что даже текущий год, который многие эксперты определяют как «год принятия решений», не станет решающим для энергореформы – в первую очередь из-за нежелания правительства.

Суть реформы российской электроэнергетики, предложенной главой РАО «ЕЭС» Анатолием Чубайсом и его менеджерами, заключается в том, что через несколько лет большая часть энергоактивов (генерирующие активы, сбытовые

компании, ремонтные службы) будет находиться в руках частных инвесторов. В собственности государства останется только Федеральная сетевая компания (ФСК), которая станет монопольным владельцем всех высоковольтных магистралей, и «Системный оператор», иными словами «рубильник». Очевидно, что самым выгодным видом бизнеса для «энергичных» предпринимателей станут именно оптовые генерирующие компании (ОГК), которые объединят крупнейшие производственные мощности российского энергохолдинга. Электростанции «поменьше» войдут в состав территориальных генерирующих компаний (ТГК). Сейчас ОГК являются 100%-ными дочерними предприятиями РАО «ЕЭС», однако в результате реорганизации энергохолдинга акции вновь образованных генкомпаний будут пропорционально распределены между миноритарными акционерами РАО и владельцем контрольного пакета акций энергетической монополии – государством. В результате такого перераспределения акционерами ОГК станут как государство, так и другие обладатели акций РАО «ЕЭС» (размер пакета того или иного акционера в генкомпаниях будет зависеть от его нынешней доли в энергохолдинге). После того как реорганизация РАО будет завершена, государство, согласно ключевой идее реформы, выставит свои пакеты в ОГК на продажу. И вот здесь начинается самое интересное.

Уже полтора года правительство не может решить, каким образом продавать заветные акции ОГК – за акции РАО, за деньги или за то и другое вместе. Последний вариант для

всего «энергетического» сообщества казался наиболее приемлемым – акционеры РАО в этом случае могли бы оплатить акции ОГК своими акциями в РАО, а «неакционеры» – пришедшие инвесторы – спокойно выложили бы эквивалентное количество миллионов долларов за те же самые ценные бумаги. В общем, и волки сыты, и овцы целы. И весной прошлого года правительство Михаила Касьянова уже склонялось к тому, чтобы принять именно эту компромиссную модель аукционов по ОГК. Но тут грянула отставка г-на Касьянова и вместе с ним, и пришел Михаил Фрадков. Новый премьер-министр, подумав хорошенько, заявил, что пока не готов принять окончательное решение по схеме приватизации ОГК, и будет думать.

Между тем Виктор Христенко на вопросы о судьбе ОГК отвечал как истинный политик: он не сказал ни «да», ни «нет». «Вся вторая половина прошлого года была посвящена этой теме в разных форматах. Мы сошлись на том, что до конца 2006 г. могут быть завершены все операции по реформе электроэнергетики, включая реорганизацию РАО «ЕЭС» путем пропорционального разделения», – сказал г-н Христенко. «Это, по сути, и есть ответ на ваш вопрос: будет или не будет? Это произойдет и будет означать, что владельцы акций РАО будут иметь непосредственное отношение к тем активам, которые сегодня являются дочерними или зависимыми обществами РАО «ЕЭС» <>», – заявил глава Минпромэнерго.

Правда, министр все-таки оставил слабую надежду для инвесторов. «Может ли что-то произойти до конца 2006 г., до

пропорционального разделения? И могут ли быть какие-то другие схемы?» – спросил сам себя Виктор Христенко. И тут же ответил: «Теоретически да. Калитка не закрыта». Он пояснил, что правительство поручило Минпромэнерго и Минэкономразвития в I квартале текущего года подготовить предложения о возможных инструментах и схемах, которые могут использоваться при решении «ОГК-шных» проблем. «В их числе могут быть те самые спецденежные аукционы, обмен акциями и т.д.», – сказал г-н Христенко, и, наверное, на этом месте инвесторы восторженно ахнули. Однако министр охладил воображаемый пыл биржевиков, добавив: «Дальше надо будет определять, целесообразно это применять или нет».

«Правительство в вопросе энергореформы мечется из стороны в сторону, и это, конечно, не радует игроков российского фондового рынка», – сказал RBC daily аналитик ИК «БрокерКредитСервис» Алек-

сандр Корнилов. По мнению эксперта, государство, если примет в ближайшее время какое-то решение, будет скорее консервативным, нежели компромиссным. «В целом же, я думаю, что в 2005 г. государство продолжит обсуждение вопросов, связанных с приватизацией ОГК, и вряд ли до следующего нового года будет принято принципиальное решение по схеме их продажи», – полагает г-н Корнилов.

«Я думаю, что сейчас МЭРТ продолжит лоббировать свои проекты в правительстве, вероятно, те самые спецденежные аукционы, которые являлись достаточно компромиссным решением в вопросе ОГК. А правительство, скорее всего, продолжит их обсуждать, но в ближайшее время вряд ли порадует фондовый рынок определенностью. Между тем пока правительство, миноритарные акционеры и менеджмент РАО «ЕЭС» не придут к согласию, инвестиции со стороны частного бизнеса в отрасль идти не будут. Соответственно, можно

ожидать, что износ оборудования возрастет, а запас прочности в виде избытка генераций может быть сведен на «нет», – отметил в беседе аналитик ИК «Церих» Николай Подлевских.

Впрочем, не все участники рынка придерживаются пессимистических настроений. «Я думаю, что продавать ОГК гораздо более выгодно будет тогда, когда либерализованный рынок электроэнергетики заработает по новым правилам – то есть в течение ближайших лет – и тогда стоимость ОГК существенно возрастет. Для того чтобы избежать энергоаварий, сейчас разрабатывается механизм гарантированных инвестиций, который позволит «содержать» отрасль в более-менее «пригодном для употребления» виде вплоть до прихода в нее крупных стратегических инвесторов», – говорят в промышленных кругах.

*Екатерина Гуркина
RBCdaily*

МИНПРОМЭНЕРГО РОССИИ ПРИСТУПИЛО К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ПОСЛЕ РЕФОРМЫ РАО «ЕЭС РОССИИ»



Минпромэнерго России приступило к разработке программы развития отечественной электроэнергетики после реформы РАО «ЕЭС России». Как сообщает Центр общественных связей министерства,

состоялось первое совещание межведомственной рабочей группы по разработке Программы перспективного развития электроэнергетики на период до 2020 г. На совещании обсуждался проект технического задания на разработку программы, а также ряд организационных вопросов.

В состав рабочей группы вошли представители органов государственной власти – Минпромэнерго России, Минэкономразвития России, ФСТ, Росатом, крупнейших энергетических компаний, а также проектных организаций.

Разработка долгосрочной программы является элементом государственного регулирования электроэнергетики, что особенно актуально в контексте перспектив завершения в 2006 г. основных преобразований в отрасли.

Планируется, что заседания рабочей группы будут проходить на регулярной основе. На следующем заседании намечается обсудить план работ, методические основы формирования программы, а также уточнить персональный состав рабочей группы.

РИА ТЭК

ПРАВИТЕЛЬСТВО УТВЕРДИЛО ПРАВИЛА НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА К ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ

Правительство утвердило Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правила недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям. Соответствующее постановление 28 декабря подписал премьер-министр Михаил Фрадков, говорится в сообщении Федеральной антимонопольной службы (ФАС).

Утвержденные правила были разработаны ФАС при участии представителей смежных ведомств. Они подробно регламентируют взаимоотношения между субъектами электроэнергетического рынка в части доступа к услугам инфраструктурных организаций: сетевых компаний, субъектов оперативно-диспетчерского управления и администратора торговой системы.

Новый документ устанавливает единые требования, которые предъявляются к потребителям, желающим получить доступ к услугам, а также определяет исчерпывающий перечень условий, при которых инфраструктурные организации имеют право отказывать в заключении договоров. Кроме того, в документе определяется порядок заключения догово-

ра по передаче электроэнергии и закрепляются обязательства сетевых компаний по исполнению этих договоров.

Отдельно в документе определяется процедура технологического присоединения, а также порядок заключения и исполнения договора технического присоединения. Новые правила устанавливают исчерпывающий перечень мероприятий по техническому присоединению, плата за которые будет определяться ФАС.

Также в новом документе закрепляются критерии, по которым будет определяться наличие или отсутствие у сетевых организаций технической возможности для осуществления технологического присоединения.

«АК&М»

«ГАЗПРОМ» К 2020 г. ПЛАНИРУЕТ ДОВЕСТИ ДОБЫЧУ ГАЗА ДО 580–590 МЛРД. КУБ. М В ГОД

В Москве завершилась VI конференция «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса», посвященная 75-летию Российского государственного университета (РГУ) нефти и газа им. И.М. Губкина. Об этом РИА ТЭК сообщила пресс-служба «Газпрома».

В своем докладе о «Перспективах развития газовой промышленности России» заместитель председателя правления ОАО «Газпром» Александр Ананенков отметил, что перспективы развития нефтегазового комплекса России на ближайшие десятилетия определены «Энергетической стратегией России на период до 2020 г.», утвержденной Правительством РФ в августе 2003 г. Согласно стратегии, рост производства

первичных энергоресурсов в стране к 2020 г. составит от 27 до 43%, а основой внутреннего спроса на ТЭР останется природный газ.

Докладчик подчеркнул, что основой газовой отрасли России на всю рассматриваемую в стратегии перспективу останется «Газпром», который в последние годы демонстрирует стабильное развитие, реализует потенциал роста. Добыча газа его организациями из года в год растет, превысив 545 млрд. куб. м в 2004 г. К 2020 г. планируется довести этот показатель до 580–590 млрд. куб. м.

«Главной ресурсной базой газовой промышленности и центром добычи газа на обозримую перспективу остается Западная Сибирь, а именно –

Надым-Пур-Тазовский регион. В перспективе таким центром станет полуостров Ямал. В системе приоритетов долгосрочной энергетической политики нашей страны важное место занимает Восточное направление. В значительной мере это связано с возможностью реализации здесь крупнейших нефтегазовых проектов», – сказал докладчик.

А. Ананенков подчеркнул, что решение задач, которые ставит перед газовой промышленностью России и, прежде всего, перед «Газпромом» энергетическая стратегия, требует объединения усилий и финансовых возможностей инвесторов и государства.

РИА ТЭК

МИНПРОМЭНЕРГО РОССИИ НАЧАЛО РАБОТУ НАД ПРОГРАММОЙ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО РЕГИОНА РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2020 г.

Минпромэнерго России начало работу над Программой комплексного освоения ресурсов углеводородного сырья Северо-Западного региона России на период до 2020 г. Утверждены техническое задание и календарный план работы, которые согласованы с заинтересованными министерствами и ведомствами, а также обсуждены с нефтегазовыми компаниями. Планируется, что разработка программы будет завершена в декабре 2005 г.

Для обсуждения этапов разработки программы и подготовки рекомендаций в Минпромэнерго России создается межведомственная рабочая

группа. Среди целей программы – реализация основных положений Энергетической стратегии России на период до 2020 г.; создание на Северо-Западе европейской части страны комплекса по геологоразведке, добыче, переработке, хранению, транспорту и перевалке углеводородного сырья; диверсификация направлений поставок углеводородного сырья и продуктов их переработки на внутренний и внешний рынки; развитие новых центров нефтегазовой промышленности на Северо-Западе России, в том числе на побережье Северного Ледовитого океана и шельфе арктических морей; развитие производства и по-

ставок сжиженного природного газа; комплексное развитие транспортной и портовой инфраструктуры для поставок углеводородов на внутренний и внешний рынки.

В рамках подготовки программы планируется оценить показатели экономической эффективности и этапы реализации программы – потребление углеводородных ресурсов в Северо-Западном регионе; сырьевую базу углеводородных ресурсов и их добычу; систему транспортировки углеводородов; переработку углеводородного сырья; а также охрану недр и окружающей среды.

РИА ТЭК

В РОССИИ ПОЯВИЛСЯ ЕДИНЫЙ ОПЕРАТОР ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1 января 2005 г. Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» стало единым оператором торгов в регулируемом и нерегулируемом секторах рынка.

С учетом ценовой и неценовой зоны, общий объем торгуемой на площадке НП АТС электроэнергии составит порядка 300 млрд. кВт·ч в год, что в 1,5 раза больше, чем у OMEL – крупнейшего до недавнего времени оператора торгов электроэнергией в мире.

Как заявил председатель правления НП АТС Дмитрий Пономарев, «появление единого оператора торгов электроэнергией на российском рынке позволит унифицировать систему договоров и расчетов на всей территории России, обеспечив тем самым возможность перехода к новой модели рынка в 2006 г.».

Справка:

Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы» (НП «АТС») создано в 2001 г. в соответствии с Постановлением № 526 Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики РФ» и является коммерческим оператором на рынке производителей и потребителей электроэнергии России.

Запуск сектора свободной торговли оптового рынка электроэнергии осуществлен в соответствии с Постановлением

Правительства РФ № 643 от 24.10.03 г. «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», регламентами оптового рынка и является одним из важнейших этапов реформирования электроэнергетики России. Первые торги состоялись 1 ноября 2003 г.

Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы»

№	Торговая площадка	Страна	Объем торгуемой электроэнергии (млрд. кВт·ч) по итогам 2004 г.*
1	OMEL	Испания	202
2	Nord Pool	Скандинавия (Норвегия, Дания, Швеция, Финляндия)	168
3	NEM	Австралия	165
4	PJM	США	136

ПРАВИТЕЛЬСТВО РФ УТВЕРДИЛО ПРАВИЛА ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Правительство РФ утвердило правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и определило перечень технологически изолированных энергосистем. Как сообщает пресс-служба Правительства РФ, соответствующее постановление подписал премьер-министр РФ Михаил Фрадков.

Согласно утвержденным правилам, контроль за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также аттестацию работников этой сферы будет осуществлять Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Минпромэнерго совместно с Минэкономразвития РФ и Федеральной антимонопольной

службой поручено разработать и представить проект правительственного акта, который бы определял перечень организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, в том числе в технологически изолированных энергосистемах, их структуру и зоны ответственности.

Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике вступают в силу с момента вступления в силу этого акта.

ФАС, Минпромэнерго и Минэкономразвития, совместно с Федеральным агентством по атомной энергии, также поручено в течение шести месяцев провести анализ эффективности функционирования системы оперативно-диспетчер-

ского управления в электроэнергетике и при необходимости представить в Правительство РФ предложения по внесению поправок в утвержденные правила.

В постановлении к изолированным энергосистемам отнесены: энергосистема Камчатской, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского и Таймырского автономных округов, а также Западный и Центральный район энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Централизованное оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике осуществляет ОАО «Системный оператор – ЦДУ ЕЭС», являющееся в настоящее время сто процентной дочерней компанией РАО «ЕЭС».

РИА «Новости»

НИЖНЕКАМСКУЮ ТЭЦ-1 ОСНАСТЯТ АГРЕГАТАМИ ОТ GENERAL ELECTRIC

В апреле на Нижнекамской ТЭЦ-1 начнется монтаж трех газотурбинных установок (ГТУ), которые приобрел «Нижнекамск-нефтехим» у американской фирмы General

Electric. Как сообщил генеральный директор химкомбината Владимир Бусыгин, первый этап модернизации станции обойдется в 40 млн. долл. В эту сумму входит также оборудо-

вание (котел, паропроводы, электрическая часть и т.д.), закупаемое у отечественных производителей.

ИА «INFOLine»

ПУТИН ПОДПИСАЛ ЗАКОН, КАСАЮЩИЙСЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД

Владимир Путин подписал Федеральный закон «О внесении изменений в статью 6 Федерального закона “Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Россий-

ской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»». Об этом сообщает пресс-служба Президента России.

Закон принят Государственной Думой 22 декабря 2004 г. и одобрен советом Федерации 24 декабря 2004 г.

Федеральным законом продлевается срок процесса

разделения естественно-монопольных (передача электрической энергии и оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике) конкуретных (производство и продажа электрической энергии) видов деятельности с 1 января 2005 г. до 1 апреля 2006 г.

РИА «Новости»

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

ГЛАВА ФАС СЧИТАЕТ ВОЗМОЖНОЙ ДЕМОНОПОЛИЗАЦИЮ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Глава Федеральной антимонопольной службы Игорь Артемьев считает возможной демополилизацию теплоснабжения. Такое мнение он высказал на заседании правительства.

«Не стоит рассматривать тепловой сектор как неконкурентный, – сказал он. – Демополилизация в этой сфере является возможной».

Речь идет о выделении в конкурентный сектор как котельных, так и тепловых сетей, пояснил глава ФАС.

Он высказал также свою точку зрения на предполагаемые изменения на ФОРЭМе. «Есть предложение разделить крупных потребителей и установить для отдельных предприятий пониженные цены, – под-

черкнул глава ФАС. – С точки зрения законодательства о конкуренции, мы не можем ставить какие-то компании в привилегированное положение». И добавил: «Мы будем возражать против этого».

РИА «Новости»

ЕВРОСОЮЗУ НЕ УДАТСЯ УВЕЛИЧИТЬ К 2010 г. ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ ИЗ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Эксперты Европейской обсерватории по вопросам возобновляемой энергии поставили под сомнение возможность достижения поставленной Евросоюзом цели увеличить к 2010 г. до 12% производство энергии из альтернативных источников (ветер, солнце, биомасса и пр).

В 2003 г. в 15 странах – членах ЕС с использованием этих мощностей было произведено 5,48% энергии, в 2002 г. – 5,08, в 2001 г. – 5,60%.

«Очевидно, что с этим ритмом ЕС не достигнет поставленной цели – увеличить до

12% производство энергии из альтернативных источников», – утверждают специалисты в исследовании, результаты которого были недавно опубликованы.

Они прогнозируют, что к концу нынешнего десятилетия этот показатель достигнет максимум 10%.

Наибольших успехов среди стран ЕС в производстве энергии за счет возобновляемых источников достигли Швеция, Финляндия и Австрия, где на их долю приходится соответственно 27,55, 21,76 и 20,34%

потребляемой энергии.

Закрывают список по этому показателю Бельгия (0,95%) и Люксембург (0,62%).

Эксперты Европейской обсерватории по вопросам возобновляемой энергии также поставили под сомнение возможность увеличения к 2010 г. до 21% странами прежнего состава ЕС производство электроэнергии за счет альтернативных источников.

В 2003 г. на их долю приходилось 14,88% производства.

РИА «Новости»

ФСТ: ЦЕНЫ НА ГАЗ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ МОГУТ ВЫРАСТИ В РАЗЫ

Цены на газ и электроэнергию для населения могут вырасти в три-пять раз, если не решить проблему перекрестного субсидирования, заявил глава Федеральной службы по тарифам Сергей Новиков.

«Есть серьезная проблема с перекрестным субсидированием. Газ для населения серьезно недооценен», – сказал он, выступая в рамках официального часа в Совете Федерации.

За последние годы, по его словам, цены на газ для населения росли в 2,5 раза медленнее, чем для промышленности.

Эта ситуация привела к тому, что сейчас крупные предприятия, по выражению Новикова, «убегают» из газораспределительных сетей в магистральные сети. Глава ФСТ привел несколько таких случаев. В этих случаях, если переложить рост тарифов на насе-

ление, то он увеличится в 3–5 раз, пояснил Новиков.

Эту проблему нужно решать путем плавного повышения цен на газ и электроэнергию для населения и введения адресных субсидий, отметил Новиков. «Нельзя решить эту проблему путем замораживания цен», – подчеркнул он.

РИА «Новости»

УГМК БУДЕТ АКТИВНО ВЫВОДИТЬ СВОИ ПРЕДПРИЯТИЯ НА ОПТОВЫЕ РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В течение 2005 г. Уральская горно-металлургическая компания намерена перевести основную часть своих предприятий на оптовые рынки электроэнергии (ОРЭ), – сообщили в пресс-службе УГМК.

Уже в феврале на оптовых рынках электроэнергии начали работу ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод» (СУМЗ) и ОАО «Богословское рудоуправление», которые будут приобретать на ОРЭ до 30% необходимой электроэнергии, что позволит предприятиям снизить потери электроэнергии и получить

значительную экономию средств. Так, по словам начальника бюро купли-продажи электроэнергии СУМЗа Андрея Мелькова, предприятие принимает участие в имитационных торгах на ОРЭ уже с середины ноября прошлого года, и полученные результаты показали, что участие СУМЗа в реальных торгах на оптовом рынке электроэнергии позволит предприятию сэкономить около 500 тысяч рублей при ежемесячных затратах СУМЗа по электроэнергии 38 миллионов рублей.

Отметим, что первым из

предприятий УГМК на ОРЭ вышло ОАО «Уралэлектромедь», которое за шесть месяцев работы на оптовом рынке электроэнергии (с июня по ноябрь 2004 г.) сэкономило на оплате за энергоресурсы 2,5 миллиона рублей.

Как сообщили в пресс-службе УГМК, предполагается, что в 2005 г. на ОРЭ также выйдут и филиалы «Уралэлектромеди» – по производству полиметаллов (Кировград) и по производству сплавов цветных металлов (Верхнейвинский).

АлиУрал.РУ

КОМИТЕТ ПО РЕФОРМИРОВАНИЮ РАО «ЕЭС» ПРЕДЛАГАЕТ ОТКАЗАТЬСЯ ОТ СОЗДАНИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ КОМПАНИЙ

Комитет по реформированию РАО «ЕЭС России» предлагает отказаться от создания управляющих компаний (УП) в ходе дальнейшей реформы АО-энерго. Об этом сообщил один из участников заседания комитета.

Решение о создании УП было принято Советом директоров РАО «ЕЭС» в 2002 г., для того чтобы управлять организациями, созданными

в процессе реформирования АО-энерго в переходный период.

На комитете было заявлено, что нет необходимости сохранять УП как институт, и при утверждении новых проектов реформирования АО-энерго нецелесообразно предусматривать создание УП.

Также комитет одобрил отчет рабочей группы по капитализации и программу по-

вышения капитализации и ликвидности акций ОГК и утвердил план деятельности рабочей группы по капитализации на 2005 г.

Рассмотрение вопроса об изменении схемы обособления объектов Единой национальной (общероссийской) электрической сети АО-энерго было перенесено на следующее заседание комитета.

РИА «Новости»

О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ НОВЫХ ОБЩЕСТВ, СОЗДАНЫХ В ПРОЦЕССЕ РЕОРГАНИЗАЦИИ АО-ЭНЕРГО РАО «ЕЭС РОССИИ»

В соответствии с графиком реформирования АО-энерго, по состоянию на 25 января 2005 г., процедуру государственной регистрации прошли 68 новых акционерных обществ, созданных в процессе реорганизации 21 ДЗО РАО «ЕЭС России»: «Белгородэнер-

го», «Калугаэнерго», «Брянскэнерго», «Воронежэнерго», «Псковэнерго», «Владимирэнерго», «Волгоградэнерго», «Ивановэнерго», «Карелэнерго», «Костромаэнерго», «Мариэнерго», «Пензаэнерго», «Удмуртэнерго», «Чувашэнерго», «Астраханьэнерго», «Липецкэнер-

го», «Ростовэнерго», «Рязаньэнерго», «Тамбовэнерго», «Тверьэнерго», «Ярэнерго».

В новых обществах структура акционерного капитала полностью соответствует структуре акционерного капитала реорганизуемого по базовому варианту АО-энерго.

ФАЭ ПРЕДЛАГАЕТ ИЗМЕНИТЬ ПАРАМЕТРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ

Федеральное агентство по энергетике (ФАЭ) обратилось в Министерство промышленности и энергетики РФ с ходатайством о пересмотре в сторону увеличения основных параметров «Энергетической стратегии РФ до 2020 года», сообщил источник в министерстве. Пересмотр планируется в связи с увеличением темпов роста добычи в РФ. Существующие показатели стратегии на данный момент уже устарели и не позволяют, в частности, точно оценить перспективы заполнения новых трубопроводных мощностей.

Так, согласно стратегии, добыча нефти в РФ с учетом шельфа к 2020 г. увеличится всего на 61 млн. тонн – с 459 млн. тонн 2004 г. до 520 млн. тонн, прирост нефтепереработки составит 21 млн. тонн – со 194 млн. тонн до 215 млн. тонн, передает Интерфакс.

Между тем в настоящее время идет разработка технико-экономического обоснования проекта строительства нефтепровода Тайшет–Тихий океан, мощность которого может составить до 80 млн. тонн нефти в год. Кроме того, Правительство РФ одобрило расширение мощности Балтийской трубопроводной системы с 50 млн. тонн до 60 млн. тонн в год. Также изучается целесообразность строительства нефтепровода в северном направлении мощностью до 50 млн. тонн.

Прогнозы добычи нефти в РФ до 2020 г., которые сделало ФАЭ, значительно превышают показатели, заложенные в энергостратегию. По оценкам агентства, при определенных благоприятных условиях в 2005 г. добыча нефти составит 482 млн. тонн, в то время как в стратегии этот показатель запланирован на уровне 445 млн.

тонн, в 2010 г. – 598 млн. тонн (490 млн. тонн), в 2015 г. – 610 млн. тонн (505 млн. тонн), в 2020 г. – 601 млн. тонн (520 млн.).

Министр промышленности и энергетики РФ Виктор Христенко ранее заявлял, что прогноз добычи нефти в России до 2020 г. может быть скорректирован в сторону увеличения – до 550–590 млн. тонн в год при цене на нефть на мировом рынке в 25–35 долл. за баррель. По его словам, увеличение добычи может произойти главным образом за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений. Приоритетом являются месторождения Дальнего Востока и Восточной Сибири, сказал министр. По прогнозам Минпромэнерго, экспорт нефти из России к 2020 г. достигнет 330–370 млн. тонн.

«Газета.Ru»

РАЗВИТИЕ ГИДРОГЕНЕРАЦИИ – ВАЖНЕЙШАЯ ОБЩЕГОСУДАРСТВЕННАЯ ЗАДАЧА



Развитие гидрогенерации является важнейшей общегосударственной задачей, поскольку от ее развития зависит напрямую надежность и безопасность

энергоснабжения в стране. Об этом заявил директор департамента структурной и инвестиционной политики в промышленности и энергетике Минпромэнерго России Андрей Дементьев, комментируя роль государства в гидрогенерации. По его мнению, создание единой гидроОГК было продиктовано необходимостью сконцентрировать достаточные финансовые ресурсы на приоритетных направлениях. Среди этих приоритетов он назвал достройку начатых еще в советское время проектов, в том числе Богучанской ГЭС.

На первом заседании совет директоров ОАО «Федеральная гидрогенерирующая компания»

(ОАО «ГидроОГК») избрал председателем министра промышленности и энергетики РФ Виктора Христенко.

«Созданием единой гидроОГК мы обеспечиваем защиту государственных интересов и повышаем уровень корпоративной защиты гидроэнергетических активов, находящихся под контролем государства. Концентрация ресурсов также позволит сохранить накопленный отечественный научный потенциал в сфере гидроэнергетики и стимулировать инновационную политику в отрасли», – отметил А. Дементьев.

РИА ТЭК

РАО «ЕЭС РОССИИ» УТВЕРДИЛО СТАНДАРТЫ ЗАКУПОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Правление РАО «ЕЭС России» одобрило систему Стандартов закупочной деятельности предприятий холдинга РАО «ЕЭС России» и утвердило первые три из них.

Принятые документы раскрывают основные положения, термины и определения закупочной деятельности, а также способы закупок, условия выбора процедур закупок на предприятиях холдинга. Кроме того, Стандарты определяют систему управления закупками и описывают процедуры контроля над организацией закупочной деятельности.

Принятие Стандартов повышает эффективность организации закупок предприятиями, входящими в холдинг РАО «ЕЭС России». Введение Стандартов позволяет привести регламентирующую среду закупочной деятельности в соответствие с новыми принципами управления и организационной структурой РАО «ЕЭС России».

Содержание системы Стандартов по организации закупочной деятельности было одобрено Центральной конкурсной комиссией РАО «ЕЭС России», в состав которой кроме сотрудников РАО «ЕЭС России» входят представители Федерального агентства по энергетике РФ, Федеральной антимонопольной службы РФ, Федеральной службы по тарифам РФ, Минпромэнерго России, Комитета Государственной Думы РФ по экономической политике.

Для определения соответствия деятельности организаций РАО «ЕЭС России» принятым Стандартам закупочной деятельности в информационно-аналитической и торговой системе «Рынок продукции, услуг, технологий для электроэнергетики В2В-Енерго» (www.b2b-energo.ru) создается программа-лоцман, в которую «зашифрованы» Стандарты, и которая будет организатора торгов по всем этапам подготовки и проведения закупок в точном соответствии со Стандартом.

Таким образом, становится контролируемым не только результат торгов, но и весь процесс их подготовки и проведения. Это дает возможность предотвращать ошибки или отклонения, делает закупочную деятельность РАО «ЕЭС России» еще более прозрачной.

Система закупок товаров, работ и услуг на конкурсной основе работает в компании с 1999 г. С момента создания в 2002 г. информационно-аналитической и торгово-операционной системы «Рынок продукции, услуг, технологий для электроэнергетики – В2В-Енерго» предприятия РАО «ЕЭС России» в своей закупочной деятельности стали использовать механизмы электронной торговли. Уже в 2005 г. не менее 50% от общего числа конкурентных закупок будет производиться предприятиями холдинга с использованием систем электронной коммерции.

РАО «ЕЭС России»

ЭНЕРГЕТИКИ НЕ ПОСПЕВАЮТ ЗА МЕТАЛЛУРГАМИ

Износ оборудования электростанций Свердловской области достиг 68,8%, сетей – 54%. Как сообщили в областном министерстве промышленности, энергетики и науки, несмотря на то, что электростанции в настоящее время обеспечивают потребности региона в электроэнергии, темпы роста металлургического производства потребуют от энергопроизводителей ввода в строй новых мощностей.

В первую очередь дополнительные мегаватты потребуются Серово-Богословскому промышленному узлу. В настоящий момент рассматривается вариант строительства новой ТЭЦ для обеспечения электрической и тепловой энергией Богословского алюминиевого завода, а также монтаж новой ЛЭП-500 с Пермской ГРЭС и передача электрической мощности по ЛЭП-500 с Тюменской области.

В Первоуральско-Ревдинском промышленном узле дополнительно возникнет необходимость в 1300 мегаваттах. В министерстве рассматривают вариант строительства подстанции «Емелино» западнее Ревды.

Увеличить на 600 мегаватт энергетические мощности потребуются к 2015 г. и Каменск-Уральскому промышленному узлу. К этому времени на комплексное усиление сетей 500–200 киловольт планируется затратить 32 млрд. руб.

Строительство ТЭЦ на севере области обойдется бюджету в 20 млрд. руб., развитие Белоярской АЭС (строительство блока БН-800) – в 31 млрд. руб.



REGIONS.RU

ЧУБАЙС СЧИТАЕТ, ЧТО ОБЪЕМ ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ МОЖНО СОКРАТИТЬ В 4–6 РАЗ

Введение системы адресной поддержки населения из бюджета позволит сократить объем перекрестного субсидирования в электроэнергетике с существующих 60 млрд. руб. до 10–15 млрд. руб. Об этом заявил председатель правления РАО «ЕЭС России» Анатолий Чубайс, выступая на заседании правительства, посвященном реформе электроэнергетики.

Перекрестное субсидирование – сдерживание роста тарифов для льготных групп потребителей электроэнергии (в основном, населения) за счет повышения тарифов для субсидируемых групп потребителей (промышленных предприятий) –

является одним из основных препятствий для дальнейшего развития энергетической отрасли.

Сейчас объемы перекрестного субсидирования составляют около 60 млрд. руб. в год. Кроме того, процедура перекрестного субсидирования является непрозрачной для потребителей электроэнергии – неясно, например, какая часть тарифа для промышленных предприятий относится к стоимости электроэнергии, а какую следует отнести к перекрестному субсидированию. Это сдерживает либерализацию оптового и розничных рынков электроэнергии, а также нега-

тивно сказывается на конкурентоспособности российской промышленности.

«Для решения проблемы перекрестного субсидирования придется переходить на дотации. По нашей оценке, тогда объем перекрестного субсидирования составит 10–15 млрд. рублей», – сказал он.

Также, считает Чубайс, следует сделать прозрачной процедуру дотирования промышленными предприятиями населения. По мнению главы РАО «ЕЭС», это позволит решить проблему перекрестного субсидирования уже к 1 января 2006 г.

Polit.Ru

РЫНОК ЭЛЕКТРИЧЕСТВА СИБИРИ СТАНЕТ СВОБОДНЕЕ

«Администратор торговой системы» (АТС) 1 апреля планирует начать торги в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии Сибири. Об этом сообщил начальник департамента информполитики АТС Сергей Пикин. Цены на этом рынке прогнозируются вдвое ниже, чем в европейской части России; по расчетам АТС, они станут самыми низкими в мире.

Энергосистема Сибири фактически изолирована от европейской части России, поскольку мощность высоковольтных линий электропередачи региона позволяет передавать оттуда не более 25% производимой энергии. Ее себестоимость в два раза ниже, чем в Центральной России, поскольку в основном она производится на ГЭС. В 2004 г. средний тариф в ценовой зоне европейской части России составил 502,5 руб. за 1 МВтч, в Сибири – 241 руб. Предполагается,

что цена и в свободном секторе сибирского энергорынка будет вдвое ниже, чем в Центральной России.

По словам Сергея Пикина, 1 апреля планируется начать торги в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии Сибири. Модель работы этого сектора будет запущена по базовой схеме рынка «5–15», функционирующего с 1 ноября 2003 г. на европейской части России и Урала. Потребители и продавцы должны будут подавать ценовые заявки за сутки до начала торгов. Требования к системам учета электроэнергии будут унифицированы по всей территории России (помесячный график учета энергии будет заменен на почасовые заявки). Основное отличие – меньший объем торгов и более низкие цены. Потребители в европейской части России, покупая энергию в свободном секторе в 2004 г., сэкономили более 1 млрд. руб.

По информации АТС, раз-

работаны три варианта ограничений объема торгов на свободном рынке: возможность покупателей приобретать 5, 10 или 15% общего объема потребления (остальное им придется покупать на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности).

Андрей Трапезников, член правления РАО «ЕЭС России», подтвердил, что технология запуска свободного сектора торговли отработывается, однако окончательная ясность будет внесена в случае подписания в правительстве дополнений к Постановлению № 643, регламентирующему работу энергорынка. В «Евросибэнерго» ожидают, что свободный рынок энергии в Сибири позволит ее потребителям и продавцам подготовиться к введению с 1 января 2006 г. новых правил оптовой торговли электроэнергией на территории всей России.

Коммерсантъ-Daily



**М. Шарикова,
О. Владимирова,
Ассоциация менеджеров**

РЕФОРМА РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: БЫТЬ ИЛИ НЕ БЫТЬ? СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ И ОТСТУПЛЕНИЯ

По материалам специализированной конференции Ассоциации менеджеров «Опыт преобразований в сфере электроэнергетики и экономическое будущее России»

На проводившейся специализированной конференции Ассоциации менеджеров «Опыт преобразований в сфере электроэнергетики и экономическое будущее России» собравшиеся энергетики, эксперты и представители правительственных структур обсудили спорные моменты проводимой реформы отечественного электроэнергетического сектора. В итоге прозвучавшие выступления обозначили весьма конкретный круг вопросов, ответы на которые энергетикам хотелось бы получить как от государства, так и от самих себя. *Кто новый реформатор новой отрасли? Энергетика – это бизнес или вопрос национальной безопасности? Какую модель рынка в итоге мы хотим получить? Реформа уже провалилась или у нас еще есть шанс?*

Вид сверху

Преобразования в сфере электроэнергетики и взгляд на продолжение ее реформирования со стороны Правительства РФ представил заместитель директора Департамента структурной и ин-

вестиционной политики Министерства промышленности и энергетики РФ В. Кравченко. Он отметил, что темпы реформирования электроэнергетики замедлились по объективным причинам, а именно из-за «тонкой настройки в аппарате правительства, министерств и ведомств», сопровождающейся сменой функций многих постов и должностей. Однако, подчеркнул он, это не означает, что будет смещен или изменен вектор движения реформы. «Та программа, которая была принята год назад, является для нас Библией, и мы ей четко следуем», – отметил г-н В. Кравченко. Среди законодательных инициатив в этой сфере докладчик обозначил закон, направленный против монополий на предоставление услуг электроэнергетики; правила заключения и исполнения договоров на оптовом рынке электроэнергии; закон, касающийся уточнения полномочий антимонопольных органов и пакет законов, связанных с реформой ЖКХ.

Роль антимонопольных органов в реформировании электроэнергетики чрезвычайно велика. Об этом говорил заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы А. Голомолзин. Задача ФАС – всемерное содействие тому, чтобы в этой сфере формировались цивилизованные конкурентные отношения. И первый шаг к этому – один из важнейших для реформы проект, касающийся

разделения сфер «сети – генерация – сбыт», должен завершиться к 2005 г. «Если разделения не произойдет – будет реализован механизм принудительного разделения хозяйствующих субъектов», – заверил Анатолий Николаевич.

О вопросах ядерной энергетики в когорте общеэнергетических проблем упомянул первый заместитель генерального директора по экономике и финансам, исполнительный директор «Росэнергоатом» С. Иванов. «Мы не являемся субъектом естественной монополии, отстаем от роста тарифов ТЭС, следовательно, находимся в неравноправных условиях оценки конкурентоспособности», – подчеркнул г-н Иванов. В этой связи «Росэнергоатом» обозначил несколько задач, необходимых к выполнению в процессе реформирования рынка электроэнергетики. Среди них:

- гарантированное возмещение текущих расходов;
- подготовка и утверждение перечня поставщиков электроэнергии;
- обеспечение погашения задолженности перед концерном «Росэнергоатом» при реорганизации «АО-энерго»;
- формирование инвестиционного механизма.

«Атомная энергетика – консервативная область. Тем не менее мы понимаем, что рынок для нас станет одним из факторов вывода отрасли из тупика. Рынок даст нам возможность привлечения инвестиций», – подчеркнул С. Иванов.

Годовщине рынка электроэнергии посвящается

С тем, что рынок электроэнергии все-таки состоялся и в конце ноября 2004 г. ему исполнился год, поздравил всех присутствующих председатель правления НП АТС Д. Пономарев. Положительными итогами года реформ, он назвал следующие:

- цена электроэнергии в секторе свободной торговли ниже цены, утвержденной ФЭК России;
- переход на суточное планирование объемов производства;
- переход от планирования по балансу к планированию «на сутки вперед».

Среди проектов 2005 г. в области реформирования сферы электроэнергетики г-н Пономарев назвал:

- открытие рынка в Сибири;
- запуск новой модели рынка, предполагающей расширение сектора свободной торговли и переход на долгосрочные двусторонние договоры;
- запуск балансирующего рынка;
- запуск рынка финансовых контрактов;

• проработка модели и возможности запуска рынка финансовых прав на передачу (FTR) и рынка системных услуг.

Одним из важнейших для реформы проектов стало начало строительства торговой и расчетно-клиринговой инфраструктуры. Уже принято решение о создании клиринговой организации – Центра финансовых расчетов (ЗАО «ЦФР»), призванного оптимизировать системы расчетов и риск-менеджмента. «Эта организация войдет во все договоры и регулируемого, и нерегулируемого секторов. Услуги ЦФР не будут тарифицированы. ЗАО «ЦФР ФОРЭМ» будет ликвидировано и исключено из Реестра государственных юридических лиц РФ», – сообщил Д. Пономарев.

Что такое холдинг РАО «ЕЭС России» и какова намечающаяся динамика реструктуризации региональных энергосистем – об этом в подробном комментарии члена правления и начальника Департамента обеспечения процессов реформирования Центра управления реформой РАО «ЕЭС России» В. Зубакина. «Одна из конечных целей реформы РАО «ЕЭС» – восстановление единой диспетчерской вертикали, – подчеркнул Зубакин. – Эта вертикаль является важнейшим фактором системной надежности в условиях рынка, и именно этот фактор был нарушен в период приватизации». Что касается структуры реформы, то заявка и подход к ней уже есть, причем инициированы они не из кремлевских кабинетов, а от самих участников рынка, которые уже научились торговать и пробовать, как говорится, «на зуб» поставщиков – то есть освоили отраслевое экономическое поведение.

Продолжил рассказ о ходе и системе реформы РАО «ЕЭС России», аналогов масштаба которой в мире нет, Д. Ахаиов, начальник Департамента стратегии Центра управления реформой РАО «ЕЭС России», который выделил среднесрочные приоритеты РАО в связи с реформой, а именно:

- большой массив корпоративных преобразований;
- надежность – как один из неизменяемых приоритетов холдинга.

Самым сложным шагом в процессе реформирования стало структурирование всего бизнеса по бизнес-единицам на основании их функционального предназначения. Результатами первых 6 месяцев реструктуризации Ахаиов обозначил:

- сокращение 300 тыс. человек в головной компании (неизбежное следствие, через которое проходят все предприятия на данном этапе, даже в странах с благополучной экономикой);
- изменение мотивации сотрудников;
- упрощение системы принятия решений – снижение бюрократизации РАО, сужение круга согласования.

Ближайшие сроки возможной самостоятельной деятельности одной из оптово-генерирующих компаний (ОГК) Центр управления реформой РАО «ЕЭС России» планирует уже на 2006 г.

Аналогов реформы РАО «ЕЭС» действительно в мире пока нет, по крайней мере, с точки зрения истоков ее инициации: ни в одной другой стране, кроме России, инициаторами реформ в энергетическом секторе никогда не становились сами энергетики, поскольку для них это – огромный отраслевой стресс, который непременно предстоит пережить.

У кого-нибудь есть вопросы к правительству?

Не очень отрадны факты о том, что же происходит с реформой всей электроэнергетики России сегодня, поведал В. Милов, президент Института энергетической политики, который акцентировал внимание участников конференции на следующих двух аспектах, определяющих критерии проведения и результативности реформы:

- либерализация цен;
- передача государственной генерации рынка в частные руки и, как следствие, создание конкурентной среды.

«К сожалению, ни по одному из этих направлений мы не сдвинулись и до сих пор не услышали от государства конкретных планов, – отметил В. Милов. – Более того, не так давно от Администрации Президента РФ, наоборот, исходила инициатива о том, чтобы совсем убрать из документации по реформе дату либерализации цен». Помимо явного нежелания правительства вводить частную генерацию энергетического рынка, не наблюдается реального интереса к этому рынку и у крупных потенциальных инвесторов. Что их останавливает? Сразу несколько потенциальных рисков:

- сложившаяся критическая ситуация, связанная с резким износом энергетического фонда и моральным износом оборудования – к моменту либерализации рынка работать станет не на чем и нечем;
- принципиальное непонимание того, в какой же модели будет в дальнейшем функционировать рынок, поскольку даже в модели, предлагаемой РАО «ЕЭС России», существует много издержек;
- проникновение «Газпрома» на энергетический рынок, сводящее на нет всю реформу по внедрению частной генерации этого рынка.

По мнению директора Департамента государственного регулирования тарифов и инфраструктурных реформ МЭРТ РФ К. Андросова, у российской электроэнергетики есть все для того,

чтобы успешно двигать процесс реформы и успешно ее завершить. Не хватает одного, и, видимо, самого главного, – политической воли на то, чтобы посмотреть в глаза хотя бы таким очевидным фактам, как ценовые и тарифные последствия реформы, которая фундаментально приводит к их повышению. Для того чтобы провести реформу без критических последствий для населения, важно «каждое реформаторское действие взвешивать и рассматривать сквозь призму бюджета и возможностей отдельно взятой семьи». Предлагаемые с этой точки зрения сбалансированные решения:

- введение социальной нормы потребления электроэнергии населением и льготного тарифа на объем потребления в пределах нормы;
- отмена коэффициента 0,7 (правда, с оговорками).

На отсутствие публичной дискуссии во время реформирования сферы электроэнергетики посетовал вице-президент по исследованиям и разработкам «ТехИнвестЛаб.Ком» В. Агроскин. «Независимое наблюдение показывает, что государство либо самоустранилось из этого процесса, либо перешло к механизмам тайной дипломатии», – подчеркнул г-н Агроскин. Среди вопросов, которые особенно нуждаются в публичном обсуждении и детальной проработке, он назвал:

- инвестиции в развитие мощностей;
- планирование режимов;
- торговля мощностью;
- финансовое страхование рисков;
- граница раздела опт – розница.

И, наконец, самый волнующий вопрос: кто новый реформатор новой отрасли?

На рынке принято и торговать и торговаться

Отсутствие обнаруженного спроса на чистую электроэнергию со стороны стратегических инвесторов отметил в своем выступлении О. Федоров, исполнительный директор Объединенной финансовой группы. С одной стороны, их пугает завышенная планка стоимости ОГК и ТГК, а с другой – сложность системы продажи и риски надежности управления этими ОГК и ТГК. Но даже если реформа электроэнергетики будет направлена в правильное русло, велика вероятность сохранения за государством позиции крупнейшего игрока. И не только в качестве регулятора, но и в качестве собственника. Эта позиция зиждется на силе гидрогенерации, которая является пока самой дешевой составляющей энергосистемы и остается в ведении государства. Потенциальный спрос на генерацию энергетического рынка сужается также неопределенностью самой реформы. «В этом случае,

«Газпром» в качестве инвестора – не самый худший вариант, поскольку другого инвестора пока не предвидится, – считает О. Федоров. – А так, по крайней мере, можно будет понаблюдать за последствиями продажи и сделать выводы».

«Первым крупным западным стратегическим инвестором в российской электроэнергетике может стать итальянская компания «ENEL», – предположил П. Безукладников, генеральный директор «ENEL ECH Энерго». Он постарался доказать свое предположение примером деятельности совместной российско-итальянской компании «ENEL ECH Энерго», выигравшей в феврале этого года тендер на выбор управляющей компании для ОАО «Северо-Западная ТЭЦ» под Санкт-Петербургом, объявленный РАО «ЕЭС России».

К выводу о завышенной стоимости готовящихся к приватизации ОГК пришло большинство выступавших докладчиков. Как проводится оценка предприятий сейчас, а к каким подходам и методам оценки энергетических активов надо стремиться, рассказал В. Белов, директор Департамента финансовых услуг (энергетическая группа), Deloitte&Touche. «Сегодня очень много параметров оценщику приходится выбирать субъективно», – сказал он.

Из возможных подходов к оценке наиболее объективным видится пока доходный подход, связанный с введением экономически обоснованных тарифов, увеличение прозрачности которых зависит от дополнительных изменений тарифообразующей системы. Также имеет место быть сравнительный подход, но он реализуем только в условиях внутреннего рынка, поскольку при сравнении с мировыми энергокомпаниями, отечественные «исключительно оптово-генерирующие» оказываются фактическими аутсайдерами «клуба» западных обладателей более диверсифицированных портфелей, позволяющих минимизировать рыночные риски.

Сколько вешать в киловаттах?

В пользу метода экономической обоснованности тарифов, теперь как самого оптимального метода регулирования деятельности отечественных монополий, высказался и П. Шацкий, и.о. директора Энергетического департамента Дирекции по работе с естественными монополиями РУСАЛ, очертивший круг всех возможных видов услуг по передаче электроэнергии, которые имеют право на существование в условиях отечественных естественных монополий. На его взгляд, метод индексации существенно менее эффективен из-за целого ряда проблем, включая систему перекрестного субсидирования населения. Потенциальным видом конкурентных услуг были обозна-

чены услуги по сбыту электроэнергии. Итогами общего обзора рынка услуг естественных монополий стали следующие:

- потребители должны привыкнуть к тому, что оплата тарифов не будет ограничиваться одним договором. Появятся 5–7 договоров и тарифов на электроэнергию, и это правильно;
- государство не должно полностью сворачивать свое влияние на рынке услуг естественных монополий, а, наоборот, заняться регулированием тарифов с точки зрения их экономической обоснованности;
- толкование перечня монопольных услуг должно быть закреплено законодательно.

О специфике предоставления услуг Администратором торговой системы и пути решения проблем, связанных с неравномерной загруженностью электроэнергетических сетей и финансовыми потерями, говорил заместитель председателя правления НП АТС О. Баркин. «Риск ограниченной пропускной способности можно снизить с помощью введения финансового права на передачу; разгрузку генераторов можно компенсировать исключением убытков обеих сторон, заключивших договор; оплата потерь решается при помощи введения принципа узловых цен», – обозначил г-н Баркин.

Пути возможного совершенствования оперативно-диспетчерского управления и стартовую позицию Системного оператора обозначил Ф. Опадчий, директор по развитию рынков СОЦДУ ЕЭС. Конечная цель – поиск баланса между надежностью и экономической эффективностью. А пока к апрелю 2005 г. планируется обеспечить технологическую готовность балансирующего рынка.

Всем нужна уверенность

Что будет через полгода или год – покажет время, а вот стартовой позицией рынка электроэнергетики потребитель уже недоволен. Точку зрения потребителя изложил советник по естественным монополиям «Стальной группы Мечел» Г. Кутовой. «Созданы условия, неблагоприятные для потребителя. На этом рынке потребителя не ждут, там работают оптовые покупатели и оптовые продавцы, а потребитель никому не нужен», – посетовал г-н Кутовой. А рынок без потребителя, как известно, не рынок. В качестве выхода из сложившейся ситуации были предложены следующие шаги:

- основными документами на рынке должны стать прямые долгосрочные договоры между потребителем и поставщиком;
- необходимо соблюдать принцип недискриминационного доступа к сети;
- не надо каждому искать выгоду на каждом этапе сделки.

Заниженной ролью газовой отрасли, компенсирующей своими пока невысокими тарифами болезненные для государства затраты на преобразование в электроэнергетике, остался недоволен советник председателя правления «Газпрома», генеральный директор НИИ ГАЗЭКОНОМИКА О. Бучнев. «Газ занимает 68% в структуре потребления топлива электростанциями РАО «ЕЭС России». И рост капитализации РАО «ЕЭС России» можно считать одним из последствий необоснованно заниженных цен на газ», – заявил г-н Бучнев. Цена на газ, по его словам, должна составлять 40–50 долл., только тогда изменится отношение к этому ценному природному ресурсу. Кроме того, низкие цены на газ тормозят внедрение энергосберегающих технологий.

В. Колмогоров, генеральный директор «Иркутскэнерго», также обратил внимание присутствующих на проблемы, возникающие на стыке нескольких отраслей, ведь, например, гидроузлы – это не только производство электроэнергии, но и обеспечение водопользователей, и рекреационная структура. «В связи с этим появляется новый пласт проблем взаимодействия и с Министерством природных ресурсов, и с Водной службой России», – отметил он.

Необходимость межотраслевого сотрудничества компаний подтвердил еще один представитель бизнес-сообщества – А. Федоров, заместитель генерального директора по связям с государственными органами компании «РУСАЛ». «Вкладывать деньги в электроэнергетику РУСАЛУ необходимо. Потому что нам нужна уверенность», – подчеркнул г-н Федоров.

Зачем наступать на чужие грабли?

В ходе разговора о реформировании рынка электроэнергетики мы должны задать себе и такой путевой вопрос: а что, собственно говоря, в конечном итоге мы хотим получить? В поисках ответа можно заглянуть к близким и дальним соседям: а к чему пришли они? И какими путями? В мире возможно отыскать любую модель энергетического рынка и любую его составляющую. Но чтобы применить элементы энергосистемы другого государства на нашей почве, а также улучшить параллельное сосуществование электроэнергетики стран постсоветского пространства, необходимо, прежде всего, изучить особенности хода реформы в каждой стране и понять историю создания каждой конкретной энергосистемы. «Но, слава богу, в области электроэнергетической революции мы не впереди планеты всей», – успокоил присутствующих С. Белобородов, генеральный директор «Евросибэнерго». – По крайней мере, есть надежда учиться не только на своих ошибках».

Познавательные «чужие» ошибки, а также их последствия, серьезные и не очень, прокомментировал в своем выступлении, посвященном опыту развития зарубежных энергетических рынков и вероятности его применения в России, С. Гершович, советник правления немецкой компании E.ON.Energie. В частности, самой большой ошибкой Германии стала либерализация рынка электроэнергетики за один день. Это привело к резкому падению цен на электроэнергию – до 25%, начиная с 1998 г. Еще один подводный камень быстрой либерализации – приходится мириться с тем фактом, что либерализация рынка в чистом виде не обеспечивает надежности в энергоснабжении, поскольку происходит изменение целевой парадигмы: если в прошлом перед энергетиками Европы стояла задача надежности поставок, то теперь на первый план выдвинулась эффективность. Показав российским энергетикам самые опасные места реформы, он дал ряд важных советов.

- «Регулирование рынка должно проходить по четким, понятным всем участникам, долгосрочным правилам. Не так страшно, если эти правила окажутся плохи, как если их изменения будут не прогнозируемы».

- «Если нет уверенности во внедряемых механизмах – проводите изменения постепенно».

- «Нельзя решать проблемы энергоснабжения за счет импорта».

- «Либерализованный рынок не привлечет инвестиций сам по себе».

- «Будьте осторожны в сокращении резервов в первый период реформы, иначе можно получить калифорнийское дежавю» и т.д.

Утром – деньги, вечером – свет

Самой приоритетной из всех задач, стоящих сегодня перед российскими энергореформаторами, была определена задача по стабильному инвестиционному обеспечению существования формируемой модели рынка.

Отсутствие условий для инвестирования в сферу электроэнергетики отметил и генеральный директор компании «Базовый элемент» И. Смолькин. «Никто не знает, что будет в 2008 г. Ни один человек – ни в правительстве, ни среди потребителей, ни среди производителей не может дать внятный ответ. О какой реформе, и о каких инвестициях может идти речь?», – отметил г-н Смолькин. По словам докладчика, пока тариф на электроэнергию не будет повышен до 3–5 центов, инвестиции в электроэнергетику окупаться не будут. И фондовый рынок подтверждает этот довод, оценивая стоимость компаний с учетом того, что глобальное реформирование и повышение тарифов не произойдет еще в течение 5–7 лет. Изменить

данную ситуацию, по его мнению, может только работа Правительства РФ по следующим пунктам:

- угольная составляющая – ликвидировать монополизм на рынке месторождений;
- газовая составляющая – принять меры по уменьшению стоимости;
- технологические мощности – поддерживать отечественного производителя.

Каждый участник рынка готовится привлекать инвестиции по индивидуальному рецепту. Видами на ближайшее инвестиционное будущее делится Ю. Негашева, начальник Департамента инвестиционной политики РАО «ЕЭС России». По ее словам, уже существует инвестиционная программа, по которой РАО «ЕЭС России» планирует привлечь 151 млрд. руб. Деньги пойдут на проекты двух направлений: новые капитальные строительные проекты и проекты по техническому перевооружению и модернизации. «Основными финансовыми организациями, средства которых инвестируются в электроэнергетическую сферу, являются Сбербанк и Внешторгбанк.

Но мы будем рады обсудить и с другими участниками рынка возможные инвестиционные проекты, – подчеркнула г-жа Негашева.

Зачем компании приходят на рынок электроэнергетики? Какие задачи ставят перед собой, и какие цели преследуют? Д. Говоров, вице-президент «ЕвразХолдинга», назвал ряд таких целей и способов их достижения:

- цель: снижение цены электроэнергии для конкретной компании, возможные решения: выход на оптовый рынок, оптимизация графиков потребления;
- цель: снижение рисков колебания цен, возможные решения: заклю-

чение прямых договоров, строительство собственной генерации, использование производных финансовых инструментов, покупка генерации в рамках реформирования РАО «ЕЭС России»;

- цель: энергосбережение, возможные решения: внедрение систем коммерческого и технического учета, внедрение энергосберегающих технологий, использование вторичных ресурсов.

Проблемы привлечения частных инвестиций в энергетику России, обозначенные предыдущими докладчиками конференции, сформулировал и систематизировал в своем выступлении А. Клековкин, директор отдела инвестиционных проектов ХК «Интеррос». Таким образом, выделились следующие группы:

- политические риски: непрозрачность и неясность действий и предполагаемых результатов реформы со стороны Правительства РФ и РАО «ЕЭС России»; участие «Газпрома»; советские подходы к восприятию инвестора;

- финансовая неопределенность: неубедительность оценок стоимости ОГК; возможное неоправданное завышение цен на ОГК;

- проблемы свободного рынка: большинство участников – структуры, подконтрольные РАО «ЕЭС России»; отсутствие определенности в отношении увеличения доли торгов на свободном рынке; неопределенность планов Правительства РФ относительно дальнейшего развития свободного рынка;

- проблемы текущего состава свободного рынка: российские поставщики и потребители, неясность с допуском иностранных инвесторов.

«Необходимо услышать от Правительства РФ и РАО «ЕЭС России» их понимание проблемы: энергетика – это бизнес или вопрос национальной безопаснос-

НИЗКОВОЛЬТНАЯ КОММУТАЦИОННАЯ ТЕХНИКА SIEMENS БАЗА ДЛЯ ПРОДВИНУТЫХ РЕШЕНИЙ

Тот, кто уделяет большое внимание высокой надежности электроустановки и эффективной защите двигателей и установок, не пройдет мимо автоматических выключателей SIRIUS 3RV. При коротком замыкании они обеспечивают надежное отключение и защищают потребителей и установки от перегрузок. SIRIUS 3RV превосходно подходят для рабочих коммутаций потребителей при малой частоте коммутаций, а также для надежного отделения установки от питающей сети при техническом обслуживании.

ОПТИМАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РЕЛЕ ПЕРЕГРУЗКИ SIRIUS

Реле защиты от перегрузок SIRIUS изготавливаются как в тепловом, так и в электронном исполнении для установок с повышенными требованиями к защите (такими, как полная защита двигателей). Они берут на себя защиту от перегрузки потребителей, коммутационных и защитных устройств. Реле, являясь составной частью системного конструктора SIRIUS, по дизайну, по своим электрическим и механическим характеристикам оптимально соответствуют прочим устройствам серии. С помощью реле SIRIUS можно очень просто и компактно реализовать подключение электроустановок потребителей.

ЗАЩИТА, УПРАВЛЕНИЕ И ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОННЫЕ УСТРОЙСТВА SIMOCODE-DP ДЛЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Возможности SIMOCODE-DP значительно шире, чем полная защита двигателя. Эти электронные устройства защиты электродвигателей способны к коммуникации по PROFIBUS-DP и обладают широкими функциями диагностики и управления. Гамма дополнительных компонентов увеличивает продуктивность этого устройства.

МОЛНИЕНОСНЫЕ И УЛЬТРА-НАДЕЖНЫЕ SITOR-ПРЕДОХРАНИТЕЛИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПОЛУПРОВОДНИКОВ

Предохранители для защиты полупроводников SITOR надежно защищают частотные преобразователи, выпрямители, устройства бесперебойного питания и многое другое уже в течение десятилетий от коротких замыканий, а также линии от перегрузок. Устройства выпускаются в различных исполнениях и подходят для применения во многих областях. Предохранители SITOR впечатляют молниеносной реакцией и минимальной стоимостью, а также компактностью и низкой монтажной нагрузкой.

www.siemens.ru/ad/cd

TRIHAL ПОКОРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЕРШИНЫ

Trihal – силовой распределительный трехфазный трансформатор сухого типа с литой

Продолжение на с. 60 >>

ти?», – подытожил г-н Клековкин.

Повышение инвестиционной привлекательности электроэнергетики на данном этапе возможно при условии выполнения ряда существенных задач. Их перечислил первый заместитель генерального директора «Мосэнерго» Д. Васильев:

- разделение видов деятельности. Например: «За 3 месяца после разделения на Воронежской ГРЭС генерации и сетей – потери в сетях упали вдвое, что составило 200 млн. долл. прямого выигрыша»;
- изменение системы подхода к установлению цен на электроэнергию. Установление предельной цены на тепло;
- строительство гидроаккумулирующих гидростанций, чтобы «складировать» энергию (позволим себе заметить, что опыт проведения реформ энергосистем в странах ЕС, по словам генерального директора компании «азовый элемент» С. Гершовича, говорит об обратном: электроэнергию складировать нельзя);
- обеспечение долгосрочной ясности в политике госструктур относительно реформ электроэнергетики. «Нам нужен любой ответ – и положительный, и отрицательный. Главное, чтобы он был своевременный», – сказал Д. Васильев.

И напоследок – о деньгах, которые возникают перед российским бизнесом буквально из воздуха и упускать которые было бы просто преступлением, с точки зрения вездесущей русской «халявы», поведал присутствующим Джек Ньюшлос, консультант компании CMS Cameron McKenna.

Оказывается, в словарную статью под значением «поле чудес» теперь можно внести не только сказочную поляну из книги Алексея Толстого и популярную телепередачу на «Первом канале», но и всем известный и почти также непонятный Киотский протокол. Как известно, не-

сколько дней назад российское Законодательное собрание поддержало ратификацию Россией Киотского протокола и теперь он может вступить в силу, несмотря на скандальный выход из соглашения США в 2001 г. по причине его крайней невыгодности для американской экономики. Но что для американца плохо, то для русского хорошо. Россия, вследствие резкого сокращения уровня промышленного производства до 30% по сравнению с 1990 г., на столько же сократила уровень выброса в атмосферу вредных газов, провоцирующих возникновение парникового эффекта. Даже при усиленном росте промышленности в ближайшие годы мы не перешагнем через 30%-ную отметку, а значит, не превысим нормативный уровень выбросов, обозначенный в протоколе за нашей страной.

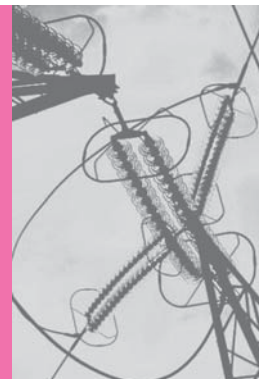
А за соблюдение нормативного уровня, и тем более его снижение, условия соглашения подразумевают выдачу «протоколопослушным» участникам кредитов:

- для торговли квотами на выброс;
- совместного осуществления проектов на территории других стран;
- механизмов «чистого» развития (создание в других странах объектов, сокращающих выброс вредных газов).

К чести наших законодателей, считает г-н Ньюшлос, Россия решила подписать протокол пока лишь на первый период его действия, который распространяется на 2008–2012 гг., поскольку в механизмах протокола все же существует ряд спорных моментов.

*По материалам
журнала
«Вести в
электроэнергетике»*

**Э. Киреева,
канд. техн. наук,
Московский энергетический
институт (ТУ)**



СОВРЕМЕННЫЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Проблема повышения качества электроэнергии возникла в связи с ростом количества и мощностей источников искажения, с одной стороны, и необходимостью обеспечения электромагнитной совместимости систем электроснабжения и технических средств, подключаемых к ним, – с другой.

В общем случае потребитель электроэнергии может быть источником искажений по нескольким показателям качества электроэнергии, причем уровень вносимых им искажений практически не известен. Искажающие токи, растекаясь по сетям, суммируются в узлах сети, и искажение напряжения в узле определяется как результат совместного действия нескольких виновников ухудшения качества электроэнергии [1].

Качество электроэнергии в промышленности оценивается по технико-экономическим показателям, которые учитывают два вида ущерба [2]:

– технологический (порча материалов и оборудования, расстройство технологического процесса, ухудшение качества выпускаемой продукции, снижение производительности труда);

– электромагнитный (увеличение потерь электроэнергии, выход из строя электротехнического оборудования, нарушение работы автоматики, связи, электронной техники и др.).

ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» устанавливает показатели и нормы качества электроэнергии, является межгосударственным стандартом и действует в РФ с января 1999 г. Тем не менее к настоящему времени далеко не все электролаборатории промышленных предприятий оснащены средствами измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

Дело в том, что существенная часть сбоев и неполадок современного производственного оборудования, систем контроля, автоматики и управления связана с отклонениями в качестве питающей электроэнергии. Причем подобные сбои, отказы и поломки могут выглядеть как «беспричинные», а следовательно, непредотвратимые. Следует отметить, что средства стабилизации, бесперебойного, резервного питания и т.п. не

Таблица 1

Технические характеристики анализатора типа АПКЭ-1

Параметр	Значение параметров
Количество входных аналоговых каналов, из них:	8
а) для ввода напряжения	4
б) для подключения датчиков тока	4
Частота дискретизации в канале при использовании восьми каналов (она увеличивается при уменьшении числа каналов)	10000 Гц
Разрядность АЦП	16
Основная приведенная погрешность регистрации аналоговых сигналов	не более 0,4 %
Максимальный регистрируемый ток	≤ 10 А
Максимальное регистрируемое напряжение	≤ 500 В
Потребляемая мощность	не более 65 Вт
Вес прибора	не более 10 кг
Номинальный диапазон напряжения питания прибора	~ 85 ... 264 В; = 120 ... 370 В
Номинальный диапазон частот питающего напряжения	47 ... 440 Гц
Габариты: блок электроники	144 × 245 × 278 мм
выносной модуль измерения тока	80 × 179 × 205 мм
Наработка на отказ	не менее 50000 ч
Срок службы прибора	10 лет
Межповерочный интервал	2 года

Поставщик: инженерная компания ПРОСОФТ-СИСТЕМС.

всегда являются 100%-ной гарантией от неполадок, а самое главное – не дают представления о причине нештатных ситуаций.

Ниже в качестве примера рассмотрены современные, применяемые при эксплуатации средства измерения ПКЭ.

1. Анализатор качества электрической энергии типа АПКЭ-1 (табл. 1) предназначен для автоматизации измерений и регистрации ПКЭ в системах электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением 0,38 ... 750 кВ. Анализатор работает как в автономном режиме, так и в составе информационно-измерительных систем или АСКУЭ. Прибор автоматически контролирует ПКЭ и сопоставляет их с нормативными, что позволяет непрерывно отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно, предотвращать аварийные ситуации и тем самым существенно сокращать эксплуатационные расходы на оборудование, обеспечивая его работоспособность, надежность и долговечность. АПКЭ-1 представляет собой модульный IBM PC – совместимый аппаратно-программный комплекс, осуществляющий в режиме реального времени сбор, статистическую обработку, анализ, отображение, архивирование, хранение и передачу измерительной информации по интерфейсам RS-232 и Ethernet.

2. Прибор типа «ЭРИС-КЭ» – современное измерительное средство – представляет собой

специализированный компьютер; прибор предназначен для контроля и анализа ПКЭ. Наряду с основными ПКЭ, он измеряет вспомогательные параметры электроэнергии: частоту повторений изменений напряжения, длительность импульса и временного перенапряжения, глубину провала напряжения, а также по интервалам измерений определяет относительное время превышения нормально допустимых и предельно допустимых нормированных значений ПКЭ.

Для определения виновника искажений в сети (электроснабжающая организация или потребитель) прибор ЭРИС-КЭ обладает возможностью измерять параметры электроэнергии, необходимые для анализа качества электроэнергии, такие, как коэффициенты несинусоидальности и гармонических составляющих по току, коэффициенты несимметрии по току, коэффициент мощности, полную, активную и реактивную мощности по каждой фазе, а также с учетом гармоник искажения; мощность, обусловленную токами обратной и нулевой последовательностей. Прибор позволяет переносить накопленную информацию на внешние носители как при помощи ПК, так и посредством специального инфракрасного устройства, благодаря которому передача информации осуществляется дистанционно. Прибор разработан на кафедре электрических систем Московского энергетического института (технического университета).

3. Специализированный, малогабаритный,

Таблица 2

Технические характеристики приборов типов ПКК-57 и МЭТ-5080 при режиме анализа норм качества электроэнергии систем электроснабжения

Параметры	Значение параметров
Диапазон измерения напряжения	15 ... 310 В; 310 ... 600 В с погрешностью $\pm(0,5\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения аномалии напряжения	15...310 В; 310...600 В с погрешностью $\pm(1\% + 2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения тока	5...260 А; 260...1000А с погрешностью $\pm(0,5\%+2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения активной, реактивной и полной мощности	0...999,9; 1...999,9 К; 1...999,9М; 1000...9999,9 М с погрешностью $\pm(1\%+2 \text{ ед.сч.} + \text{ погрешность преобразователя})$
Диапазон измерения активной и реактивной энергии	0...9999,9М (4 предела) с погрешностью $\pm(1\%+2 \text{ ед.сч.} + \text{ погрешность преобразователя})$
Диапазон измерения $\text{Cos } \varphi$	0,2; 0,5; 0,8 с погрешностью 0,6; 0,7; 1 (в град.)

программируемый измеритель типа «Ресурс-4F» является перспективным прибором среди существующих приборов контроля ПКЭ. Прибор выполнен на базе однокристального микропроцессора с применением процессора цифровой обработки сигнала. Измеритель обеспечивает контроль ПКЭ в отсутствие оператора и длительное хранение обработанной информации. Прибор типа «Ресурс-4F» проводит измерение, расчет и фиксацию всех ПКЭ, требуемых ГОСТ 13109-97. Прибор поставляется НПП «Энергетика» г. Пензы.

4. Приборы комплексного контроля типов ПКК-57 и МЭТ-5080 (табл 2–3) представляют собой многофункциональные микропроцессорные

анализаторы норм качества электрической энергии; приборы измеряют также параметры безопасности однофазных (МЭТ-5080), трехфазных (ПКК-57) электрических сетей и параметры окружающей среды. Каждый из этих приборов представляет собой измерительную лабораторию в одном приборе. Они имеют уникальную функциональность: измеряют ток, напряжение, частоту, активную, полную и реактивную мощности, коэффициент мощности; активную и реактивную энергию; параметры УЗО (АС, А – общего и селективного типа), полное сопротивление цепи «Ф-Ф», «Ф-Н», «Ф-З» (и вычисляют ожидаемый ток КЗ), сопротивление изоляции, заземления,

Таблица 3

Технические характеристики приборов типов ПКК-57 и МЭТ-5080 при режиме тестирования параметров электробезопасности систем электроснабжения

Параметры	Значение параметров
Диапазон измерения целостности защитных проводников заземления	0,01...9,99 Ом; 10...99,9 Ом с погрешностью $\pm(2\%+2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения целостности проводников заземления	Тестовый ток: 10 А; 0,01 ... 9,99 В с погрешностью $\pm(1\%+2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления изоляции	0,01 ... 1999 МОм с погрешностью $\pm (2\%+2 \text{ ед.сч.})$ и $\pm (5\%+2 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления цепи «Ф-Ф», «Ф-Н»	0,01 ... 9,9 Ом; 10 ... 199,9 Ом с погрешностью $\pm(5\%+3 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления цепи «Ф-З»	0,01 ... 19,9 Ом; 20...199,9 Ом; 200...1999 Ом с погрешностью $\pm (5\% + 3 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения сопротивления заземления	0,01 ... 19,9 Ом; 200 ... 1999 Ом с погрешностью $\pm(5\%+3 \text{ ед.сч.})$
Диапазон измерения проводимости грунта	0,6 ... 20 ... 200 ... 2000 Ом·м; 2 ... 100 ... 125 кОм·м с погрешностью $\pm (5\% + 3 \text{ ед.сч.})$

Поставщик: ПРИСТ.

проводимость грунта, целостность проводников заземления, токи утечки, температуру, влажность, освещенность, аномалии (импульсы перенапряжения от 10 мс, провалы напряжения, отклонение частоты, кратковременное перенапряжение); определяют правильность подключения и порядка чередования фаз, несинусоидальность напряжения и тока (до 49-й гармоники); проверяют целостность и измеряют сопротивление защитных проводников заземления и зануления током 10 А (ПКК-57); компенсируют сопротивление измерительных проводов; имеют внутреннюю память 2 Мб, интерфейс RS-232S с оптической развязкой, ЖК-дисплей с подсветкой, батарейное питание.

5. Анализаторы качества электроснабжения серии Fluke 430 (для трехфазной сети и Fluke 43 В (для однофазной сети) представляют новую серию приборов подобного назначения. Они дают возможность проведения анализа всех параметров и событий, связанных с энергоснабжением, быстрее, безопаснее и детальнее, чем когда-либо раньше.

Анализаторы качества электроснабжения для трехфазной сети Fluke 434 и Fluke 433 помогут найти, спрогнозировать, предотвратить или устранить неполадки в системах распределения энергии. Эти удобные портативные приборы обладают множеством новых функций, которые дают возможность быстро и безопасно обнаруживать неполадки.

Приборы серии Fluke 430 измеряют напряжение, ток, частоту, мощность, потребление мощности, дисбаланс, фликер, отображают гармоники, промежуточные гармоники, регистрируют такие события, как провалы и выбросы напряжения, переходные процессы для напряжений до 6 кВ, прерывания и быстрые изменения напряжения с разрешением до 5 микросекунд; каждое измерение автоматически записывается. Кроме того, можно мгновенно увидеть, какие параметры вышли за заданные пределы, и переключиться на подробные записи событий и графики изменения параметров.

Прибор автоматически регистрирует до 40 провалов, выбросов, прерываний или переходных процессов. При возникновении события информация о форме колебаний напряжения и тока сохраняется для всех трех фаз и нейтрали, что дает возможность анализировать временные зависимости и проводить анализ причины и следствия.

Прибор позволяет одновременно измерять напряжение и ток на трех фазах и нейтрали; имеет высший класс безопасности, быстродействие и удобство в использовании; может эксплуатироваться в тяжелых производственных условиях;

обеспечивает семичасовую работу без загрузки батареи. Он хранит до 10 измерений, каждое из которых может содержать до 32 параметров, записанных за период, превышающий год, и до 50 изображений экрана.

Прибор серии Fluke 43В предназначен для диагностирования качества электроснабжения и устранения неисправностей в сети электроснабжения, а также сбоев общего характера в работе оборудования. Удобный в использовании благодаря меню, обеспечивающему выбор различных режимов, он сочетает в одном приборе возможности анализатора качества электроснабжения, осциллографа на 20 МГц, мультиметра и регистратора данных.

Возможности прибора: измеряет пусковой ток, активную, реактивную и полную мощности, $\cos j$, гармоники (до 51-й) напряжения, тока и мощности, провалы и выбросы в циклическом режиме до 24 часов; автоматически регистрирует до 40 переходных процессов; вычисляет мощности и $\cos j$ на трехфазных симметричных нагрузках; хранит в памяти до 20 изображений экрана. Как мультиметр, измеряет сопротивления, электропроводности, емкости, температуру. Как регистратор, записывает два параметра вплоть до 16 дней, напряжение, ток, частоту, мощность, гармоники.

Основные технические характеристики прибора модели 43В следующие (диапазоны измерения):

- напряжения – 5 В ... 1250 В;
- тока – 50 А ... 50 кА;
- частоты – 40 Гц ... 70 Гц;
- мощности – 250 Вт ... 1,56 ГВт;
- $\cos j$ – 0,9 ... 1,0;
- коэффициента гармоник – 1 ... 30;
- сопротивления – 500 Ом ... 30 МОм;
- емкости – 500 мкФ ... 50 нФ;
- пускового тока – 1 ... 1000 А;
- диапазон рабочих температур – 0 °С...50 °С;
- гарантия – 3 года.

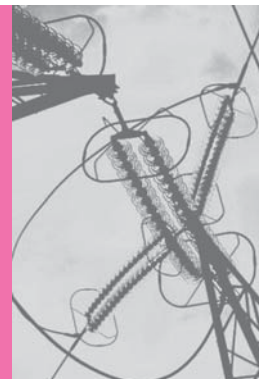
Поставщик:

Корпорация Fluke, Компания TCM Kommunikation Ges.m.b.H.

Литература

1. Карташев И.И., Зуев Э.Н. Качество электроэнергии в системах электроснабжения. Способы его контроля и обеспечения. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2001.
2. Суднова В.В. Качество электрической энергии. М.: ЗАО «Энергосервис», 2000.

В. Хованский,
начальник ЭТЛ



ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ СМОНТИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНОЙ И ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ (ВИЗУАЛЬНЫЙ ОСМОТР)

1. Назначение и область применения.

1.1. Настоящий документ методика «Проверка соответствия смонтированной электроустановки требованиям нормативной и проектной документации (визуальный осмотр)» устанавливает методику выполнения визуального осмотра на соответствие смонтированной схемы электроустановки зданий проекту и требованиям нормативной документации.

1.2. Настоящий документ разработан для применения персоналом при проведении приемосдаточных и периодических испытаний в электроустановках.

1.3. Методика охватывает:

– электрические цепи номинальным напряжением до 1000 В переменного тока или 1500 В постоянного тока;

– электрические цепи напряжением, превышающем 1000 В и питаемые от установки напряжением не более 1000 В, переменного тока (за исключением внутренней электропроводки электротехнических устройств), например: газоразрядные лампы, электростатические фильтры;

1.4. Методика не распространяется на электроустановки, применяемые в шахтах, на электрифицированном транспорте, судах, летательных аппаратах, в металлических резервуарах, под водой и под землей в специальных сооружениях, в открытых карьерах, а также на электроустановки уличного освещения и воздушные линии.

1.5. Электрооборудование рассматривается только с точки зрения его выбора и применения в электроустановках. Это условие распространяется также на комплектное электрооборудование, выпускаемое по ТУ предприятия-изготовителя.

1.6. Каждая электроустановка в ходе монтажа и/или после него, до пуска в эксплуатацию, должна быть осмотрена и испытана, чтобы удостовериться, насколько это возможно, что требования комплекса стандарта ГОСТ Р 50571 выполнены.

1.7. Для проведения приемосдаточных испытаний должна быть представлена необходимая проектная документация об испытываемой электроустановке и необходимая заводская документация на установленное оборудование (сертификаты, инструкции и т. д.).

1.8. При расширении или реконструкции существующей электроустановки необходимо удостовериться, что ее расширение или реконструкция отвечает требованиям комплекса стандартов ГОСТ Р 50571 и не снижает безопасность существующей части электроустановки.

2. Нормативные ссылки.

В данной методике используются ссылки на следующие нормативные документы:

2.1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 6-е изд. с изм. и доп., М. Главгосэнергонадзор России, 1998.

2.2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд.

2.3. Комплекс стандартов ГОСТ Р 50571.1-50571.16 «Электроустановки зданий».

2.4. ГОСТ Р 8.563-96. Методики выполнения измерений.

2.5. ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность.

2.6. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00.

3. Термины и определения.

3.1. Электрооборудование – любое оборудование, предназначенное для производства, преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии, например: машины, трансформаторы, аппараты, измерительные приборы, устройства защиты, кабельная продукция, электроприемники.

3.2. Электроустановка – любое сочетание взаимосвязанного электрооборудования в пределах данного пространства или помещения.

3.3. Электрическая цепь – совокупность электрооборудования, соединенного проводами и кабелями, через которое может протекать электрический ток.

Примечание. В понятиях, относящихся к сверхтоковой защите, термин означает ту часть электроустановки, которая защищена от сверх-

тока одним или несколькими защитными устройствами.

3.4. Токоведущая часть – электропроводящая часть электроустановки, находящаяся в процессе ее работы под рабочим напряжением.

3.5. Открытая проводящая часть – нетоковедущая часть, доступная прикосновению человека, которая может оказаться под напряжением при нарушении изоляции токоведущих частей.

Примечание. Под нетоковедущей частью понимают токопроводящую часть электроустановки, не находящуюся в процессе ее работы под рабочим напряжением, но в случае нарушения изоляции токоведущей части относительно земли могущую оказаться под напряжением.

3.6. Сторонняя проводящая часть – проводящая часть, которая не является частью электроустановки.

Примечание. Например, металлоконструкция здания, металлические газовые сети, водопровод, трубы отопления и т.п. и неэлектрические аппараты, электрически присоединенные к ним (радиаторы, неэлектрические плиты для приготовления пищи, раковины и т.п.), полы и стены из неизоляционного материала.

3.7. Защитный проводник (РЕ) – проводник, применяемый для каких-либо защитных мер от поражения электрическим током в случае повреждения и для соединения открытых проводящих частей:

- с другими открытыми проводящими частями;

- со сторонними проводящими частями;

- с заземлителями, заземляющим проводником или заземленной токоведущей частью.

3.8. Нулевой защитный проводник (РЕ) – проводник в электроустановках напряжением до 1 кВ, соединяющий зануляемые части с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока.

3.9. Нулевой рабочий проводник (N) – проводник, используемый для питания приемников электрической энергии и соединения одного из их выводов с заземленной нейтралью электроустановки.

3.10. Совмещенный нулевой рабочий и защитный проводник (PEN-проводник) – проводник, сочетающий функции защитного и нулевого рабочего проводников.

3.11. Заземляющий проводник – защитный проводник, соединяющий заземляемые части электроустановки с заземлителем.

3.12. Защита от непосредственного прикосновения к токоведущим частям; защита от прямо-

го контакта – технические мероприятия, электрозащитные средства и их совокупности, предотвращающие прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, или приближение к ним на расстояние менее безопасного.

3.13. Защита от косвенного прикосновения (защита от косвенного контакта) – защита, исключающая опасность соприкосновения с открытыми проводящими частями, сторонними проводящими частями, которые могут оказаться под напряжением в случае повреждения.

3.14. Допустимый длительный ток (проводника) – ток, который может длительно протекать по проводнику, причем установившаяся температура проводника не должна превышать заданное значение при определенных условиях.

Примечание. Для проводников допустимый длительный ток следует считать номинальным током.

3.15. Сверхток – ток, значение которого превосходит наибольшее рабочее значение тока электроустановки.

3.16. Ток перегрузки – сверхток в электрической цепи электроустановки при отсутствии электрических повреждений.

3.17. Ток короткого замыкания – сверхток, обусловленный повреждением с пренебрежимо малым полным сопротивлением между точками, находящимися под разными потенциалами в нормальных рабочих условиях.

3.18. Ток замыкания на землю – ток, проходящий в землю через место замыкания.

3.19. Напряжение прикосновения – напряжение, появляющееся на теле человека при одновременном прикосновении к двум точкам проводников или проводящих частей, в том числе при повреждении изоляции.

3.20. Предел досягаемости рукой – зона, простирающаяся вокруг площадки, где обычно находится или проходит персонал, в пределах досягаемости рукой из положения стоя.

4. Характеристика измеряемой величины, нормативные значения измеряемой величины.

Объектом испытаний являются электроустановки:

- производственных зданий;
- торговых предприятий;
- общественных зданий;
- зрелищных сооружений.

Объекты испытаний согласно ГОСТ Р 50571.16-99 п. 611 подвергаются проверке на соответствие следующим требованиям:

4.1. ГОСТ Р 50571.16-99 п.611.2:

все стационарно установленное и подключенное электрооборудование должно иметь соответ-

ствующую маркировку или соответствующий на него сертификат;

все стационарно установленное и подключенное электрооборудование должно не иметь видимых повреждений (сколы, трещины, разрушения изоляции, прогары, потертости и т.п.), которые снижают его безопасность.

4.2. ГОСТ Р 50571.16-99 п.611.3:

наличие мер защиты от поражения электрическим током, включая измерение расстояний, относящиеся к защитным ограждениям или оболочкам, барьерам или размещению токоведущих частей вне зоны достигаемости на соответствие требованиям ГОСТ Р 412.2-412.4,413.3:

4.2.1. ГОСТ Р 50571 п.412.2. Применение ограждений и оболочек.

Ограждения и оболочки предназначены для предотвращения любого прикосновения к токоведущим частям электроустановки.

Токосоведущие части должны располагаться в оболочках или за ограждениями, предусматривающими степени защиты IP2X, кроме случаев, когда большие зазоры необходимы для нормальной работы оборудования, согласно требованиям к оборудованию, или такие зазоры возникают во время перемещения частей установки (определенного вида патроны, разъемы или плавкие вставки). В таких случаях должны быть приняты соответствующие меры предосторожности для предотвращения непреднамеренного прикосновения к токоведущим частям и установка должна обслуживаться специально обученным персоналом.

Ограждения и оболочки должны быть надежно закреплены и иметь достаточную прочность и долговечность.

Если необходимо снять ограждение или вскрыть оболочку или ее части, это может быть сделано только:

- с помощью ключа или специального инструмента или
- после обесточивания токоведущих частей, защищенных этими ограждениями или оболочками, или

– если поставлены промежуточные барьеры, обеспечивающие степень защиты по крайней мере IP2X и которые могут быть сняты также только при применении специального ключа или инструмента.

4.2.2. ГОСТ Р 50571 п.412.3. Установка барьеров.

Барьеры предназначены для предотвращения случайного прикосновения к токоведущим частям, но не исключают прикосновения при обходе барьера.

Барьер должен препятствовать:

- непреднамеренному приближению к токоведущим частям или

– непреднамеренному прикосновению к токоведущим частям при эксплуатации электрооборудования.

Барьеры могут быть съемными, снимающимися без применения ключа или инструмента, но они должны быть закреплены таким образом, чтобы их нельзя было снять непреднамеренно.

4.2.3. ГОСТ Р 50571 п.412.4. Размещение вне зоны досягаемости.

Защита путем размещения вне зоны досягаемости предназначена только для предотвращения непреднамеренных прикосновений к токоведущим частям.

Части электроустановки с разными потенциалами, доступные одновременному прикосновению, не должны находиться внутри зоны досягаемости.

Примечание. Две части считаются доступными одновременному прикосновению, если они находятся на расстоянии не более 2,5 м друг от друга (рис. 1).

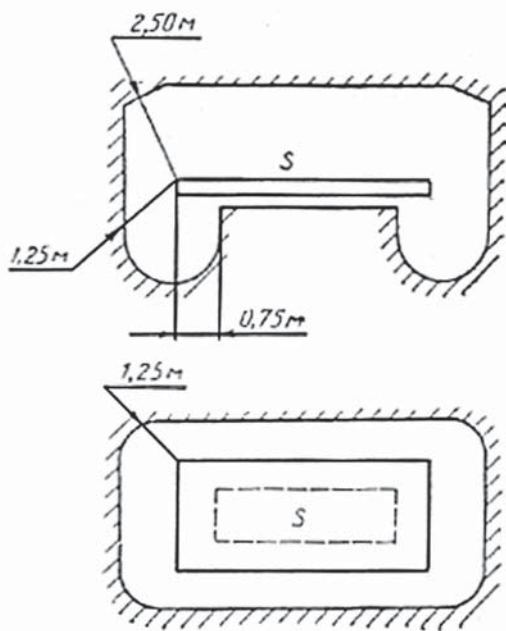


Рис. 1. Зона досягаемости:
S – поверхность, на которой может находиться человек; 0,75; 1,25; 2,50 м – расстояния от края поверхности S до границы зоны досягаемости

Если пространство, где обычно находится и работает персонал, ограничено в горизонтальном направлении препятствием (например поручнем, сеткой), обеспечивающим степень защиты не менее IP2X, то зона досягаемости начинается с

этого препятствия. В вертикальном направлении зона досягаемости составляет 2,5 м от поверхности, на которой находится персонал.

Примечание. Габариты зоны досягаемости предполагают непосредственное прикосновение голыми руками без вспомогательных приспособлений (например инструментальные или лестницы).

Расстояния, указанные в п. 4.2.3, должны быть увеличены с учетом габаритов предметов большей длины или большего объема, которые обычно переносят через эту зону.

4.2.4. ГОСТ Р 50571 п.413.3. Изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Эта мера защиты имеет целью предотвратить одновременное прикосновение к частям, оказавшимся под разными потенциалами в случае повреждения основной изоляции токоведущих частей.

Допускается использование оборудования класса 0 при условии соблюдения следующих требований.

Открытые проводящие части должны располагаться таким образом, чтобы при обычных условиях было невозможно коснуться одновременно:

- двух электрически не связанных открытых проводящих частей;
- открытой проводящей части и любой сторонней проводящей части, любой сторонней проводящей части, если эти части окажутся под разными потенциалами при повреждении основной изоляции токоведущих частей.

В изолирующих помещениях (зонах) не должен предусматриваться защитный проводник.

Требования п. 4.2.4 считаются выполненными, если пол и стены помещения являются изолирующими и выполняется хотя бы одно или несколько из условий, приведенных ниже:

а) открытые проводящие части и сторонние проводящие части, а также открытые проводящие части друг от друга удалены. Удаление считается достаточным, если расстояние между двумя частями не менее 2 м, за пределами зоны досягаемости это расстояние может быть уменьшено до 1,25;

б) установлены эффективные барьеры между открытыми проводящими частями. Барьеры считаются эффективными, если они увеличивают расстояния до значений, установленных в а). Барьеры не должны подключаться к земле или к открытым проводящим частям; по возможности, барьеры должны изготавливаться из изоляционного материала;

в) сторонние проводящие части изолированы. Изоляция должна обладать достаточной механической прочностью и выдерживать испытательное напряжение не ниже 2000 В переменного тока

(действующее значение) в течение 1 мин. В нормальных условиях ток утечки не должен превышать 1 мА.

Принятые меры должны быть долговременными. Они должны обеспечивать защиту в тех случаях, когда предусматривается применение передвижного или переносного электрооборудования.

Примечания.

1. Необходимо принять во внимание опасность последующего ввода в изолирующее помещение сторонних проводящих частей (например переносного или передвижного оборудования класса 1, металлических водопроводных труб и т.п.), которые могут нарушить условия 413.3.5.

2. Изоляция пола и стен не должна подвергаться воздействию влаги.

Должны быть приняты меры, предотвращающие внесение потенциала в изолирующее помещение.

4.3. Противопожарные уплотнения и другие средства, препятствующие распространению огня, должны следовать требованиям. ГОСТ Р 50571.15-99 п.527.2-527.4. Защита от тепловых воздействий должны удовлетворять следующим требованиям ГОСТ Р 50571.4-94 глава 42:

4.3.1. Уплотнение проходов электропроводки.

4.3.1.1. При проходе электропроводки через элементы конструкций зданий и сооружений, такие, как полы, стены, крыши, потолки, перегородки, огнестойкость которых определена проектом, оставшиеся отверстия должны быть загерметизированы со степенью огнестойкости, равной огнестойкости соответствующих элементов строительных конструкций.

4.3.1.2. Электропроводки, выполненные в трубах, специальных каналах, коробах, шинпроводами или шинами, которые проходят через элементы конструкций зданий, имеющие установленную огнестойкость, должны иметь внутреннее уплотнение, обеспечивающее ту же огнестойкость, что и соответствующие элементы конструкции здания. Равным образом они должны быть загерметизированы снаружи, как требует пункт 4.3.1.1.

4.3.1.3. Требования 4.3.1.1. и 4.3.1.2. считаются удовлетворительными, если уплотнение электропроводки прошло типовые испытания.

4.3.1.4. Электропроводки в трубах и коробах, в которых применены материалы, соответствующие требованиям стандарта по распространению огня и имеющие максимальное внутреннее сечение 710 мм, допускается не уплотнять изнутри при условии:

– электропроводка имеет степень защиты не ниже IP33;

– любое оконцевание электропроводки имеет степень защиты не ниже IP33.

4.3.1.5. Никакая электропроводка не может проходить через несущие элементы конструкции здания, если целостность этих несущих элементов конструкции здания не может быть обеспечена после монтажа этой электропроводки.

4.3.1.6. Уплотнения, выполненные в соответствии с требованиями 4.3.1.1 и 4.3.1.3, должны удовлетворять требованиям 4.3.2 и указанным ниже в примечаниях.

Примечания.

1. Данные требования могут быть отнесены к стандартам на материалы, если такие стандарты будут разработаны:

– применяемые материалы должны быть совместимы с материалами электропроводки, с которыми они находятся в контакте;

– они должны допускать тепловые перемещения элементов электропроводки без снижения качества уплотнения;

– они должны иметь соответствующую механическую прочность, чтобы выдерживать напряжения, которые могут возникнуть из-за повреждений поддерживающих конструкций электропроводки в результате пожара.

2. Выполнение требований данного подпункта может быть обеспечено:

– Крепежные или поддерживающие конструкции кабелей расположены в пределах 750 мм от герметизирующего уплотнения и способны выдерживать механические нагрузки, ожидаемые в случае разрушения при пожаре крепежных деталей кабеля, со стороны пожара настолько, чтобы уплотнение не испытывало дополнительного напряжения;

– или сама по себе конструкция уплотняющего устройства обеспечивает его необходимую прочность.

4.3.2. Внешние воздействия.

4.3.2.1. Уплотнения, рассчитанные на удовлетворение требований 4.3.1.1. и 4.3.1.2., должны выдерживать внешние воздействия в той же степени, что и сама электропроводка, для которой они используются, и, кроме этого, они должны удовлетворять следующим требованиям:

– выдерживать воздействие продуктов горения с такой же степенью, рассчитанной для элементов конструкций зданий, через которые проходит электропроводка;

– обеспечивать ту же степень защиты от проникновения воды, требуемую от элементов конструкций зданий, в которых они выполнены;

– уплотнение электропроводки должно быть защищено от воды, стекающей вдоль электропроводки или собирающейся вокруг уплотнения, если только материалы, используемые для уплотнения, не являются водостойкими.

4.3.3. Условия монтажа.

4.3.3.1. При монтаже электропроводки может потребоваться выполнение временных уплотнений.

4.3.3.2. При работах по изменению электропроводки уплотнение должно быть восстановлено как можно скорее.

4.3.4. Люди, стационарное оборудование и материалы, находящиеся вблизи электроустановок, должны быть защищены от опасных тепловых воздействий, в том числе тепловых излучений, связанных с работой электрооборудования, в частности от следующих последствий, вызываемых тепловыми воздействиями:

- горение или разрушение материалов;
- получение ожогов;
- угроза безопасной работе электрооборудования;
- возникновение пожара.

4.3.4.1. Защита от пожара.

1. Электроустановки зданий и входящее в них электрооборудование (далее – электрооборудование) не должно представлять опасности по возникновению пожара для расположенных вблизи него другого оборудования и материалов.

Пожарная безопасность электроустановок зданий должна быть обеспечена в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004.

Электрооборудование, входящее в состав электроустановок, должно соответствовать требованиям, установленным для него в соответствующих государственных стандартах.

2. Если наружная температура электрооборудования может достигать значений, приводящих к возгоранию расположенных на нем или вблизи него материалов, то электрооборудование следует:

- либо устанавливать на подставках (прокладках) из материалов, выдерживающих такую температуру и имеющих низкую теплопроводность;
- либо заключать его в оболочки из материалов, имеющих низкую теплопроводность;
- либо отделять от элементов конструкций зданий материалами, имеющими низкую теплопроводность и выдерживающими такую температуру;
- либо устанавливать на достаточном расстоянии от любого материала, на который такая температура может оказать разрушающее тепловое воздействие, обеспечивая надежное рассеяние тепла и используя опорные конструкции с низкой теплопроводностью.

3. Если стационарное оборудование и материалы могут подвергаться воздействию от искрения или образования электрической дуги при работе электрооборудования, то такое электрооборудование следует:

- либо полностью защищать материалами,

стойкими к образованию электрической дуги;

– либо ограждать специальными дугостойкими экранами от элементов конструкций зданий, на которые электрическая дуга может оказать разрушающее воздействие;

– либо устанавливать на достаточном расстоянии от элементов конструкций зданий, на которые электрическая дуга могла бы оказать вредное воздействие, обеспечивающем надежное гашение дуги.

Материалы, стойкие к воздействию электрической дуги, используемые в качестве защитных средств, должны быть несгораемыми, иметь низкую теплопроводность и достаточную толщину для обеспечения механической стойкости.

4. Стационарное электрооборудование, проявляющее эффект фокусирования или концентрации тепла, должно быть удалено от любого стационарного объекта или элемента конструкции зданий так, чтобы этот объект или элементы при нормальных условиях не подвергались воздействиям опасных температур.

5. Если электрооборудование в каждой единице содержит значительное количество горючей жидкости, должны быть предусмотрены такие меры предосторожности, при которых горючая жидкость или продукты горения (пламя, дым, токсичные газы) не распространялись на другие части здания.

Примечания.

В качестве мер предосторожности могут применяться следующие:

- устройство маслосборных ям, в которых собирается горючая жидкость и которые обеспечивают ее гашение в случае пожара;
- установка электрооборудования в помещениях (камерах) с огнестойкими стенами, порогами или с применением других мер, исключаящих распространение горячей жидкости по другим частям здания, при этом помещения (камеры) должны быть оборудованы индивидуальной вентиляцией с выбросом за пределы зданий.

Количество горючей жидкости, равное 25 л, считают значительным.

При количестве горючей жидкости менее 25 л достаточно обеспечить ее нерастекание.

Рекомендуется отключение питания электрооборудования при возникновении пожара.

6. Материалы ограждений, установленных вокруг электрооборудования при его монтаже, должны выдерживать максимальные температуры, которые могут возникнуть при работе электрооборудования.

Горючие материалы не должны применяться для устройства таких ограждений, если только не будут приняты меры, предупреждающие их возгорание, например покрытие несгораемыми или

Таблица 1.

Максимальные температуры доступных для прикосновения частей электрооборудования при нормальных условиях работы

Доступные для прикосновения части электрооборудования	Материал доступных частей	Максимальная температура, °С
Ручки управления	Металл	55
	Не металл	65
Части, не предназначенные для удерживания руками	Металл	70
	Не металл	80
Части, не предназначенные для прикосновения при нормальных условиях обслуживания	Металл	80
	Не металл	90

трудногораемыми веществами с низкой теплопроводностью.

4.3.4.2. Защита от ожогов.

Доступные для прикосновения части электрооборудования не должны достигать температур, способных вызывать ожоги, и их значения не должны превышать указанных в табл. 1.

Все части электроустановок, которые могут достигать при нормальном режиме работы электрооборудования, даже в течение короткого промежутка времени, температур, превышающих значения, указанные в табл. 1, должны быть защищены так, чтобы исключить случайный контакт с ними.

Значения температур, приведенные в табл. 1, не распространяются на электрооборудование, если в стандартах на это оборудование установлены, с точки зрения защиты от ожогов, другие максимальные значения.

4.3.4.3. Защита от перегрева.

Приточные отопительные системы, кроме аккумуляционных отопительных котлов, должны быть такими, чтобы их нагревательные элементы не могли включаться до установления заданного значения расхода воздуха и отключались бы при прекращении подачи воздуха. Приточные отопительные системы должны быть оснащены двумя независимыми друг от друга устройствами ограничения температур, исключающими любое превышение допустимых температур в воздуховодах.

Каркас и оболочка нагревательных элементов должны изготавливаться из негораемого материала.

4.3.4.4. Приборы для получения горячей воды или пара.

Все приборы для получения горячей воды или пара должны быть защищены от перегрева при любых условиях эксплуатации посредством конструктивных мер защиты или способов установки.

Если по каким-либо причинам эти приборы не удовлетворяют требованиям соответствующих стандартов, защита должна обеспечиваться посредством автоматического отключения без са-

мовозврата, срабатывающего от теплового реле.

Если прибор не имеет свободного выхода для слива воды, то он должен быть оборудован устройством ограничения давления воды.

4.4. Выбор проводников по длительно допустимому току и потере напряжения, а также выбор устройств защиты и сигнализации и установок их срабатывания.

Выбор проводников, включая их сечения и материал, способ монтажа, монтаж, а также установки защитных устройств, проверяют в соответствии с расчетами проектировщика электроустановок по проекту на электроустановку.

4.5. Наличие правильно расположенных соответствующих отключающих и отделяющих аппаратов.

Отключающие и отделяющие аппараты должны быть установлены в соответствии с проектом. Номинал этих аппаратов должен соответствовать проектным данным.

4.6. Выбор оборудования и защитных мер, соответствующих внешним воздействиям.

Оборудование должно иметь соответствующую проекту исполнение и защиту от внешних воздействий.

4.7. Маркировка нулевых рабочих и защитных проводников.

Нулевые и защитные проводники должны иметь маркировку, соответствующую требованиям ГОСТ Р 50571 п. 514.3.

Открыто проложенные заземляющие (зануляющие) проводники должны иметь отличительную окраску: нулевой рабочий – голубой; защитный или нулевой защитный – двухцветная комбинация зелено-желтого цвета; совмещенные – двухцветная комбинация зелено-желтого цвета по всей длине с голубыми метками на конце.

4.8. Наличие схем, предупреждающих надписей или другой подобной информации.

Электроустановка должна быть снабжена электрическими принципиальными схемами. Схема особенно необходима, когда электроустановка имеет несколько распределительных пунктов.

Таблица 2

Приборы, средств измерений.

Порядковый номер и наименование средства измерений (СИ), испытательного оборудования (ИО), вспомогательных устройств	Обозначение стандарта, ТУ и типа СИ, ИО	Завод. номер	Метрологические характеристики (кл. точности, пределы погрешностей, пределы измерений)	Наименование измеряемой величины
1	2	3	4	5
1. Рулетка измерительная			0–20 м. Точность измерения 1 см	Расстояние
2. Штангенциркуль	ШЦ-1-125-0.1 ГОСТ 166-80		Точность измерения 0,1 мм	Длина
3. Трубки телефонные				

4.9. Маркировка цепей, предохранителей, клемм и т.п.

Все цепи, предохранители, клеммы, коммутационные аппараты должны быть снабжены маркировкой, соответствующей электрической схеме.

4.10. Правильность соединения проводников.

Целью этой проверки является проверка правильности выбора соединителей для проводников и правильности их монтажа.

В случае сомнения рекомендуется измерить сопротивление соединений: сопротивление должно быть не более, чем сопротивление проводника длиной 1 м и поперечным сечением, равным наименьшему сечению соединяемых проводников.

4.11. Доступность для удобной работы, идентификации и обслуживания электроустановки.

Необходимо проверить, чтобы рабочие приборы были легко доступны оператору.

5. Условия испытаний.

При выполнении измерений и испытаний соблюдаются следующие условия:

5.1. Измерения и испытания проводят в светлое время суток при естественном или искусственном освещении, при температуре окружающего воздуха от -15 до $+35$ °С и влажности воздуха не выше 80%

5.2. Измерения не производят при грозе, дожде или снеге, если измерения и испытания проводятся на открытом воздухе.

6. Метод испытаний.

6.1. Проверка соответствия установленного оборудования, электроаппаратов, электроустано-

вочных изделий проекту, нормативной документации проводится визуально, путем осмотра смонтированного оборудования.

6.2. Измерения геометрических размеров элементов электроустановки производятся методом прямых измерений при помощи рулетки и штангенциркуля.

6.3. Проверка правильности соединения проводников проводится «прозвонкой» телефонными трубками.

7. Требования к средствам испытаний, вспомогательным устройствам.

При выполнении измерений применяются средства измерений и другие технические средства, приведенные в табл. 1.

8. Требования к погрешности измерений и приписанные характеристики погрешности измерений.

Погрешность измерения расстояний определяется классом применяемых приборов. Нормативные значения погрешности измерений отсутствуют.

9. Подготовка к выполнению испытаний.

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

9.1. Перед проведением проверки электроустановки на соответствие проекту и нормативной документации необходимо снять напряжение со всех частей проверяемой электроустановки и принять меры, препятствующие подаче напряжения на место работы, вследствие ошибочного или

самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры. Проверить отсутствие напряжения на токоведущих частях. Оставшиеся под напряжением токоведущие части должны быть ограждены, на ограждениях вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

9.2. Проверить исправность рулетки, штангенциркуля и телефонных трубок, используемых для прозвонки.

10. Последовательность и порядок выполнения испытаний.

При выполнении измерений выполняют следующие операции:

10.1. Изучение проектной документации, сертификатов на оборудование, схем электрических принципиальных и монтажных.

10.2. Осмотр маркировки оборудования или проверка наличия на него сертификатов.

10.3. Осмотр электрооборудования для обнаружения видимых повреждений, которые снижают его безопасность.

10.4. Измерение расстояний, относящихся к защитным ограждениям или оболочкам, барьерам или размещению токоведущих частей вне зоны досягаемости.

10.5. Осмотр противопожарных уплотнений и других средств, препятствующих распространению огня, а также защиты от тепловых воздействий.

10.6. Проверка сечения проводников в соответствии с проектными данными.

10.7. Проверка устройств защиты и сигнализации и установок их срабатывания в соответствии с проектом.

10.8. Проверка расположения отключающих и отделяющих аппаратов на соответствие проектным данным.

10.9. Проверка оборудования на соответствие внешним воздействиям.

10.10. Проверка маркировки нулевых рабочих и защитных проводников.

10.11. Проверка наличия схем, предупреждающих надписей.

10.12. Проверка маркировки цепей, предохранителей, клемм и т. п. в соответствии с представленной документацией.

10.13. Проверка правильности соединения проводников.

При проверке длинных участков цепей, соединяющих части электроустановки (отдельные панели, щиты), находящихся в различных помещениях, пользуются телефонными трубками.

Один работник присоединяет свою телефонную трубку к жиле кабеля и заземленной металлоконструкции, а другой – к заземленной конструкции и поочередно к жилам кабеля со своей стороны, пока не дойдет до той жилы, к которой

подключился первый работник.

При этом устанавливается телефонная связь между работниками, в дальнейшем они могут договориться о порядке проверки других жил.

На проверенные жилы навешивают временные бирки в соответствии с маркировкой.

Проверка цепей будет успешней, если исключить возможность образования обходных цепей. Для этого отсоединяют проверяемые цепи от других цепей электроустановки и убеждаются в исправности изоляции между прозваниваемыми проводами и жилами кабеля. Особенно внимательно надо восстанавливать цепи после прозвонки, чтобы обеспечить их полное соответствие проверенным схемам.

10.14. Проверка доступности для удобной работы, идентификации и обслуживания электроустановки.

11. Обработка и вычисление результатов испытаний.

При вычислении сечения проводников используются следующие формулы:

11.1. Для проводников прямоугольного сечения:

$$S = H \cdot D, \text{ где}$$

H – высота, мм;

D – ширина, мм

11.2. Для проводников круглого сечения

$$S = \pi \cdot D^2 / 4, \text{ где}$$

D – диаметр проводника, мм.

12. Контроль точности результатов испытаний.

Рулетка и штангенциркуль должны быть занесены в журнал учета переносных средств измерений и быть исправными, без механических повреждений.

При проведении измерений рулеткой необходимо избегать провисов ленты.

Контроль точности результатов измерений обеспечивается ежегодной поверкой технических средств измерения в метрологической службе предприятия.

13. Оформление результатов измерений.

13.1. Результаты проверки отражаются в протоколе соответствующей формы (форма протокола прилагается в Приложении 2).

13.2. При заполнении протокола в графе «Вывод на соответствие требованиям» напротив каж-

дого пункта вносить запись: «соответствует» или «не соответствует».

13.3. Перечень замеченных недостатков должен предъявляться заказчику для принятия мер по их устранению.

13.4. Протокол испытаний и измерений оформляется в виде электронного документа и хранится в соответствующей базе данных. Второй экземпляр протокола распечатывается и хранится в архиве ЭТЛ.

13.5. Копии протоколов испытаний и измерений подлежат хранению в архиве электролаборатории не менее 6 лет.

14. Требования к квалификации персонала.

К выполнению измерений и испытаний допускают лиц, прошедших специальное обучение и аттестацию с присвоением группы по электробезопасности не ниже III при работе в электроустановках до 1000 В, имеющих запись о допуске к испытаниям и измерениям в электроустановках до 1000 В.

Визуальный осмотр должен проводить только квалифицированный персонал в составе бригады, в количестве не менее 2 человек. Производитель работ должен иметь 6-й разряд, члены бригады – не ниже 4-го разряда.

15. Требования к обеспечению безопасности при выполнении испытаний и экологической безопасности.

15.1. При осмотре и проведении проверки соответствия электроустановки требованиям проекта и нормативной документации (визуальный осмотр) следует соблюдать требования нормативных документов МПОТ(ПБ), инструкций по технике безопасности и производственной санитарии.

15.2. Перед началом произведения измерений необходимо надеть спецодежду, застегнуть рукава, проверить исправность применяемого инструмента, приборов и оснастки. Запрещается использовать неисправные приборы и приспособления.

15.3. На время проведения проверок на объектах, подлежащих осмотру, должны быть выполнены технические мероприятия, исключающие прикосновения или приближения к токоведущим частям электроустановки, находящимся под напряжением.

15.4. Проверку объектов, имеющих движущиеся части, необходимо выполнять после полной остановки этих частей и принятия мер, предотвращающих пуск таких объектов во время проведения проверки.

15.5. После проведения работ по проверке все установленные перемычки и заземления должны быть сняты.

15.6. В условиях строительной площадки напряжение переносных ламп должно быть не выше 42 В, в особо опасных помещениях – не выше 12 В.

15.7. Ручной переносной светильник должен быть снабжен металлической сеткой для защиты лампы и шланговым проводом с вилкой, конструкция которой исключает возможность ее включения в розетку, присоединенную к сети напряжением выше 42 В.

15.8. Запрещается применять стационарные светильники в качестве ручных переносных ламп, заменять электролампы под напряжением и подключать токоприемники к электросети путем непосредственного соединения проводов.

15.9. Проведение измерений по данной методике не наносит вреда окружающей среде.

Приложение 1

Схемы измерений

Измерение расстояний для проверки размещения вне зоны досягаемости

Две части считаются доступными одновременно прикосновению, если они находятся на расстоянии не более 2,5 м друг от друга (рис. 1).

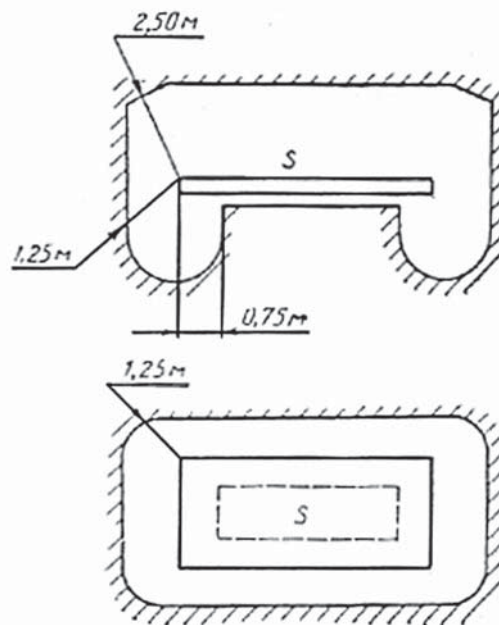
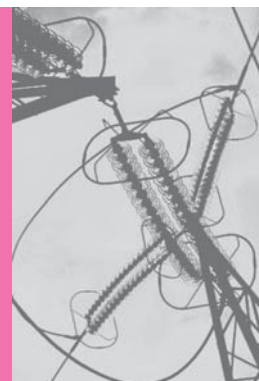


Рис. 1. Зона досягаемости:

S – поверхность, на которой может находиться человек;

0,75; 1,25; 2,50 м – расстояния от края поверхности **S** до границы зоны досягаемости

**В. Харечко,
Ю. Харечко**



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

ГОСТ Р 50571.11

ГОСТ Р 50571.11-96 (МЭК 364-7-701-84) «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 701: Ванные и душевые помещения» разработан на основе стандарта МЭК 60364-7-701 1984 г. и введен в действие с 1 января 1997 г.

ГОСТ Р 50571.11 содержит специальные требования к тем частям электроустановок зданий, которые располагаются в ванных комнатах и душевых помещениях. В стандарте установлена следующая классификация четырех зон ванных комнат и душевых помещений:

зона 0 – внутренний объем ванны или душевого поддона;

зона 1 – пространство, ограниченное внешней вертикальной поверхностью ванны или душевого поддона, или вертикальной поверхностью на расстоянии 0,60 м от душевого разбрызгивателя (для душа без поддона), а также полом

и горизонтальной плоскостью на расстоянии 2,25 м над полом;

зона 2 – пространство, ограниченное внешней вертикальной поверхностью зоны 1 и параллельной ей вертикальной поверхностью на расстоянии 0,60 м, а также полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 2,25 м над полом;

зона 3 – пространство, ограниченное внешней вертикальной поверхностью зоны 2 и параллельной ей вертикальной поверхностью на расстоянии 2,40 м, а также полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 2,25 м над полом;

Защита от поражения электрическим током в ванных комнатах и душевых помещениях должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.3, а также с учетом следующих дополнительных требований, изложенных в ГОСТ Р 50571.11. В зоне 0 допускается защита от поражения электрическим током только с помощью систем БСНН и ЗСНН, которые имеют номинальное напряжение не более 12 В. Причем источник питания этих систем должен располагаться вне зоны 0. При использовании системы БСНН для исключения прямого прикосновения

¹ Продолжение. Начало в № 2/2005

все токоведущие части должны располагаться за ограждениями² или в оболочках, имеющих степень защиты не менее IP2X, или иметь изоляцию, способную выдержать испытательное напряжение 500 В переменного тока в течение одной минуты.

В ваннных комнатах и душевых помещениях следует выполнять дополнительное уравнивание потенциалов, охватывающее сторонние проводящие части, находящиеся в зонах 1–3, и сторонние проводящие части, которые выходят за пределы ваннных комнат и душевых помещений. В ваннных комнатах и душевых помещениях не допускается применение следующих мер защиты от поражения электрическим током: установка барьеров (п. 412.3 ГОСТ Р 50571.3), размещение вне зоны досягаемости (п. 412.4 ГОСТ Р 50571.3), изолирующие помещения (п. 413.3 ГОСТ Р 50571.3) и местное уравнивание потенциалов (п. 413.4 ГОСТ Р 50571.3).

В ГОСТ Р 50571.11 изложены также требования по выбору и монтажу электрооборудования. Электрооборудование должно иметь степень защиты не менее IPX7 – в зоне 0, IPX5 – в зоне 1, IPX4 (IPX5 в ваннных общего пользования) – в зоне 2, IPX1 (IPX5 в ваннных общего пользования) – в зоне 3. В зоне 0 допускается установка только того электрооборудования, которое предназначено для применения в ванне, в зоне 1 – только электроводонагреватели, а в зоне 2 – только электроводонагреватели и светильники класса II (за исключением электрооборудования, подключенного к источнику питания систем БСНН и ЗСНН).

В зонах 0, 1 и 2 нельзя размещать ответвительные коробки электропроводок, распределительные устройства и устройства управления. В зонах 1 и 2 можно устанавливать выключатели, которые приводятся в действие при помощи шнура. Штепсельные розетки можно устанавливать в зоне 3 при условии, что:

они подключены ко вторичной обмотке разделительного трансформатора;

они подключены к источнику питания систем БСНН и ЗСНН;

они защищены устройством защитного отключения, имеющим номинальный отключающий дифференциальный ток до 0,03А³.

Нагревательные элементы, размещаемые в полах ваннных комнат и душевых помещений, могут быть установлены во всех зонах, если они имеют заземленную металлическую оболочку или покрыты металлической сеткой, которые охвачены дополнительным уравниванием потенциалов.

Электропроводки (открытые и размещенные на глубине не более 0,05 м) в ваннных комнатах и душевых помещениях могут выполняться одножильными проводами, помещенными в изолирующие оболочки, или многожильными кабелями, имеющими изолирующие оболочки. Нельзя выполнять электропроводки в металлических оболочках. В зонах 0, 1 и 2 можно размещать только те электропроводки, которые предназначены для питания электрооборудования, установленного в этих зонах.

ГОСТ Р 50571.12

ГОСТ Р 50571.12–96 (МЭК 364-7-703–84) «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 703. Помещения, содержащие нагреватели для саун» разработан на основе стандарта МЭК 60364-7-703 1984 г. и введен в действие с 1 января 1997 г.

В ГОСТ Р 50571.12 приведены специальные требования к электроустановкам помещений, в которых размещены электронагреватели для саун. В стандарте установлена следующая классификация четырех зон в указанных помещениях:

² В ГОСТ Р 50571.11 вместо ограждений ошибочно указаны барьеры. Однако барьеры применяются в электроустановках зданий для предотвращения случайного прикосновения к токоведущим частям. Они не исключают прикосновения при обходе барьеров. Поэтому в рассматриваемом случае нельзя применять барьеры для предотвращения прямого прикосновения к токоведущим частям. Кроме того, в п. 411.1.4.3 ГОСТ Р 50571.3 для системы БСНН указано: «Если номинальное напряжение превышает 25В переменного тока (действующее значение) или 60 В выпрямленного тока, защита от прямого прикосновения должна обеспечиваться: ограждениями или оболочками, обеспечивающими степень защиты по меньшей мере IPXXB,...».

³ В п.701.53 ГОСТ Р 50571.11 указано: «...защищены устройством защитного отключения, реагирующим на дифференциальный ток, не превышающий 30 мА...». В процитированном требовании использована нелепая фраза, предписывающая применять только те УЗО, которые не должны срабатывать при возникновении в их главных цепях дифференциальных токов более 0,03 А. Хотя любое УЗО должно срабатывать при появлении в его главной цепи дифференциального тока, превышающего номинальный отключающий дифференциальный ток. Рассматриваемое нормативное требование следует сформулировать так: *в зоне 3 штепсельные розетки могут быть установлены, если они ... защищены устройством защитного отключения, реагирующим на дифференциальный ток, которое имеет номинальный отключающий дифференциальный ток, не превышающий 0,03 А.*

зона 1 – пространство, ограниченное внешней вертикальной поверхностью на расстоянии 0,50 м от электронагревателя и стенами помещения за электронагревателем, а также полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 0,30 м ниже потолка;

зона 2 – пространство, ограниченное внешней вертикальной поверхностью зоны 1 и стенами помещения, а также полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 0,50 м над полом;

зона 3 – пространство, ограниченное внешней вертикальной поверхностью зоны 1 и стенами помещения, а также горизонтальной плоскостью на расстоянии 0,50 м над полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 0,30 м ниже потолка;

зона 4 – пространство, ограниченное стенами помещения, а также потолком и горизонтальной плоскостью на расстоянии 0,30 м ниже потолка.

Защита от поражения электрическим током в помещениях саун должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.3, а также с учетом следующих дополнительных требований, изложенных в ГОСТ Р 50571.12. При использовании системы БСНН для исключения прямого прикосновения все токоведущие части должны располагаться за ограждениями⁴ или в оболочках, имеющих степень защиты не менее IP2X, или иметь изоляцию, способную выдержать испытательное напряжение 500 В переменного тока в течение одной минуты. Не допускается использовать в рассматриваемых помещениях следующие меры защиты от поражения электрическим током: установку барьеров (п. 412.3 ГОСТ Р 50571.3), размещение вне зоны досягаемости (п. 412.4 ГОСТ Р 50571.3), изолирующие помещения (п. 413.3 ГОСТ Р 50571.3) и местное уравнивание потенциалов (п.413.4 ГОСТ Р 50571.3).

В ГОСТ Р 50571.12 изложены также требования по выбору и монтажу электрооборудования. Электрооборудование в помещениях саун должно иметь степень защиты не менее IP24 и размещаться в соответствии со следующими требованиями:

в зоне 1 – допускается размещать только электронагреватели для саун;

в зоне 2 – можно размещать электрооборудование, для которого не установлены специальные требования к теплостойкости;

в зоне 3 – можно размещать электрооборудование, которое должно выдерживать темпера-

туру не менее 125 °С, а изоляция проводов и кабелей – 170 °С;

в зоне 4 – можно размещать только устройства, управляющие электронагревателями (например, термостаты и ограничители температуры), и электропроводку к ним, изоляция которой должна выдерживать температуру не менее 170 °С.

Аппаратура, не встроенная в электронагреватели, должна размещаться вне рассматриваемых помещений. Каждое помещение сауны следует оснастить ограничителем температуры, который должен отключать электронагреватель в том случае, если температура в зоне 4 превысит 140 °С. Штепсельные розетки запрещено устанавливать в помещениях саун.

Электропроводки в помещениях саун могут выполняться одножильными проводами, помещенными в изолирующих оболочках, или многожильными кабелями, имеющими изолирующие оболочки. Нельзя выполнять электропроводки в металлических оболочках и трубах.

ГОСТ Р 50571.13

ГОСТ Р 50571.13–96 (МЭК 364-7-706–83) «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 706. Стесненные помещения с проводящим полом, стенами и потолком» разработан на основе стандарта МЭК 60364-7-706 1983 г. и введен в действие с 1 января 1997 г.

В ГОСТ Р 50571.13 изложены специальные требования к частям электроустановок зданий, которые располагают в стесненных помещениях с проводящим полом, стенами и потолком. Под стесненным помещением с проводящим полом стенами и потолком в стандарте понимается такое помещение, полы, стены и потолок которого выполнены из проводящих материалов, внутри которого человек может соприкоснуться с окружающими его проводящими частями. При этом существенно ограничена возможность препятствовать появлению прикосновений человека к проводящим частям помещения.

Защита от поражения электрическим током в проводящих помещениях должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.3, а также с учетом следующих дополнительных требований, изложенных в ГОСТ Р 50571.13. При использовании системы БСНН для исключения прямого прикосновения все токоведущие части должны располагаться за ограждениями⁵ или в оболочках, имеющих степень защиты не менее IP2X, или иметь изоляцию, способную выдержать испытательное напряжение 500 В переменного тока в течение одной минуты. В рассматриваемых помещениях для защиты от прямого при-

⁴ В ГОСТ Р 50571.12 вместо ограждений ошибочно указаны барьеры.

⁵ В ГОСТ Р 50571.13 вместо ограждений ошибочно указаны барьеры.

косновения нельзя использовать в качестве мер защиты от поражения электрическим током установку барьеров (п.412.3 ГОСТ Р 50571.3) и размещение вне зоны досягаемости (п.412.4 ГОСТ Р 50571.3). При использовании переносного электрооборудования для защиты от косвенного прикосновения допускается применение следующих мер защиты от поражения электрическим током:

электрического инструмента и измерительных приборов – систем БСНН и ЗСНН, или электрического разделения цепей, предусматривающего подключения ко вторичной обмотке разделительного трансформатора только одного электроприемника. При этом рекомендуется использовать электрооборудование класса II (если используется электрооборудование класса I, его рукоятка должна быть выполнена из изоляционного материала или с изоляционным покрытием);

светильников – систем БСНН и ЗСНН.

При применении стационарного электрооборудования для защиты от косвенного прикосновения следует применять следующие меры защиты:

автоматическое отключение питания и дополнительное уравнивание потенциалов, которое охватывает все открытые проводящие части электрооборудования и сторонние проводящие части, доступные одновременному прикосновению;

системы БСНН и ЗСНН;

электрическое разделение цепей, предусматривающее подключение ко вторичной обмотке разделительного трансформатора только одного электроприемника.

Источники питания систем БСНН и ЗСНН, а также разделительные трансформаторы следует устанавливать вне проводящих помещений.

ГОСТ Р 50571.14

ГОСТ Р 50571.14–96 (МЭК 364-7-705–84) «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Электроустановки сельскохозяйственных и животноводческих помещений» разработан на основе стандарта МЭК 60364-7-705 1984 г. и введен в действие с 1 июля 1997 г. Стандарт также содержит дополнительные требования, отражающие потребности экономики страны.

ГОСТ Р 50571.14 содержит специальные требования к стационарным частям электроустановок сельскохозяйственных, животноводческих и птицеводческих помещений, загонов для сельскохозяйственных животных, хранилищ для сена, комбикормов, кормоцехов.

Защита от поражения электрическим током людей и сельскохозяйственных животных в сельскохозяйственных и животноводческих помещениях должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.3, а также с учетом следующих дополнительных требований, изложенных в ГОСТ Р 50571.14. При использовании систем БСНН и ЗСНН для исключения прямого прикосновения все токоведущие части должны располагаться за ограждениями или в оболочках, имеющих степень защиты не менее IP2X, или иметь изоляцию, способную выдержать испытательное напряжение 500 В переменного тока в течение одной минуты. Групповые электрические цепи штепсельных розеток должны быть защищены устройствами защитного отключения, которые имеют номинальный отключающий дифференциальный ток до 0,03 А.

В стандарте также сформулированы «странные» требования к автоматическому отключению питания⁶, которые отсутствуют в первоисточнике – стандарте МЭК 60364-7-705, а также к уравниванию и выравниванию потенциалов.

В стандарте приведены требования по выполнению защиты от пожара и огня, которые предусматривают, что для предупреждения пожаров на вводе в электроустановку здания следует устанавливать устройство защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не более 0,3 А. Если после вводного УЗО установлены другие устройства защитного отключения, то вводное УЗО должно быть типа S. Электронагревательные приборы должны устанавливаться на безопасном расстоянии от животных и горючих материалов для того, чтобы исключить ожоги у животных и не допустить возгорание материалов.

В требованиях по применению УЗО имеются многочисленные терминологические погрешности и ошибки – вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток» в них неправильно использованы словосочетания «номинальный ток срабатывания» и «уставка по дифферен-

⁶ В ГОСТ Р 50571.14 сказано, что в аварийных режимах электроустановки разности потенциалов между открытыми проводящими частями и полом не должны превышать установленных в таблице 1 значений, зависящих от времени возможного воздействия на людей и животных. В стандартах МЭК время срабатывания защитных устройств зависит от номинального напряжения электрических цепей, которые они защищают, а не от напряжения прикосновения.

циальному току». В примечании к п. 705.532.2 стандарта сказано: «Рекомендуется защищать распределительную сеть при помощи УЗО с уставкой по дифференциальному току не более 30 мА. Уставка должна быть минимально возможной, но не приводить к ложным отключениям».

Процитированное требование сформулировано так, что его нельзя выполнить. Причиной этого является применение в ней термина «распределительная сеть». Этим термином обычно обозначается совокупность электроэнергетических установок (понижающая трансформаторная подстанция и низковольтная воздушная (ВЛ) или кабельная (КЛ) линия электропередачи), к которым подключается электроустановка здания. Защищать ВЛ или КЛ устройством защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током 0,03 А бессмысленно. Указанное УЗО будет отключаться при любой попытке его включения, то есть будут происходить ложные срабатывания, от которых предостерегает стандарт.

Если в анализируемом требовании под распределительной сетью подразумевается распределительная электрическая цепь, предназначенная для обеспечения электроэнергией низковольтных распределительных устройств, то защита ее указанным УЗО будет сопровождаться многочисленными ложными срабатываниями, которые обусловлены большими токами утечки. УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 0,03 А можно использовать для защиты групповой электрической цепи, а УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 0,01 А – для защиты одного электроприемника.

В стандарте также изложены требования к выбору и применению электрооборудования, в соответствии с которыми в сельскохозяйственных помещениях следует использовать электрооборудование со степенью защиты не менее IP35.

ГОСТ Р 50571.14 в отличие от стандарта МЭК 60364-7-705 дополнен обязательным Приложением А «Выравнивание электрических потенциалов и заземление в животноводческих помещениях», в котором, в частности, указано, что открытые и сторонние проводящие части «...должны иметь видимые электрические связи с зануленным корпусом вводного щита, с вводной трубой водопровода, **выполненные при помощи сварки полосовой сталью толщиной не менее 4 мм или катанкой диаметром не менее 8 мм**» (выделено авторами). Процитированное требование более чем странное. Присоединение проводника уравнивания потенциалов к корпусу низковольтного распределительного устройства класса I обычно выполняется с помо-

щью специальных зажимов, а не с помощью сварки. Если в животноводческом помещении установлено низковольтное распределительное устройство в металлическом корпусе, которое соответствует электрооборудованию класса II, то к его корпусу запрещено присоединять защитный проводник, в том числе защитный проводник уравнивания потенциалов. Если корпус низковольтного распределительного устройства пластмассовый, то к нему защитный проводник присоединить нельзя.

ГОСТ Р 50571.15

ГОСТ Р 50571.15–97 (МЭК 364-5-52–93) «Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки» разработан на основе стандарта МЭК 60364-5-52⁷ 1993 г. и введен в действие с 1 июля 1997 г. Стандарт также содержит дополнительные требования, отражающие потребности экономики страны.

В ГОСТ Р 50571.15 приведены требования к выбору, монтажу и эксплуатации электропроводок, которые распространяются на электропроводки силовых, осветительных и вторичных электрических цепей напряжением до 1000 В переменного тока и до 1200 В постоянного тока, выполненных изолированными проводами и кабелями внутри зданий, на их наружных стенах и в непосредственной близости от них.

Стандарт устанавливает требования:

- к видам электропроводок и основным способам их выполнения (таблицы 52F, 52G и 52H);
- к способам монтажа электропроводок в зависимости от внешних воздействий (температуры окружающей среды, наличия источников тепла, воды, внешних твердых тел, коррозионно-активных и загрязняющих веществ, ударов, вибрации и других механических воздействий, наличия флоры и фауны, воздействия солнечного излучения, сейсмических факторов, движения воздуха, особенностей конструкции здания);

- к сечению проводников электропроводок;

- к максимальной потере напряжения в электропроводах (она должна быть не более 4% от номинального напряжения электроустановки здания);

⁷ Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-5-52 1993 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-5-52 2001 г. «Электрические установки зданий. Часть 5-52. Выбор и установка электрооборудования. Системы проводки» (IEC60364-5-52 (2001-08) Electrical installations of buildings – Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems).

к выполнению электрических соединений проводников электропроводок (они должны обеспечивать непрерывность электрических цепей проводников, иметь достаточную механическую прочность, быть, как правило, доступными для проверки, испытаний и обслуживания);

к обеспечению пожарной безопасности при монтаже электропроводок;

к сближению электропроводок, входящих в состав электрических цепей различных диапазонов напряжения⁸; к сближению электропроводок с неэлектрическими коммуникациями.

Сечение нулевого рабочего проводника в однофазной двухпроводной электрической цепи должно быть равно сечению фазного проводника. В однофазной трехпроводной электрической цепи и в многофазных электрических цепях сечение нулевого рабочего проводника также должно быть равным сечению фазных проводников в том случае, если фазные проводники имеют сечение до 16 мм² по меди и 25 мм² по алюминию. В многофазных электрических цепях, имеющих фазные проводники большего сечения, сечение нулевого рабочего проводника может быть меньше сечения фазных проводников при условии, что максимальный ток в нулевом рабочем проводнике не будет превышать его допустимый длительный ток. Однако сечение нулевого рабочего проводника при этом не может быть меньше 16 мм² по меди и 25 мм² по алюминию.

В требованиях п. 524.2 стандарта имеется ошибка. Здесь указано, что сечение PEN-проводника так же, как сечение нулевого рабочего проводника в указанных выше случаях, должно быть равным сечению фазного проводника. Однако сечение PEN-проводника не может быть меньше 10 мм² по меди и 16 мм² по алюминию (см. требования ГОСТ Р 50571.3 и ГОСТ Р 50571.10).

В стандарте установлены следующие ми-

нимальные сечения изолированных проводников в стационарных электропроводках: в групповых электрических цепях – 1,5 мм² для меди и 2,5 мм² для алюминия, в цепях сигнализации и управления – 0,5 мм² для меди. Минимальное сечение гибких изолированных проводников равно 0,75 мм².

В ГОСТ Р 50571.15 изложены общие требования к электропроводкам. Поэтому их нужно применять совместно с более подробными требованиями ПУЭ и других нормативных документов.

ГОСТ Р 50571.16

ГОСТ Р 50571.16–99 (МЭК 60364-6-61–86) «Электроустановки зданий. Часть 6. Испытания. Глава 61. Приемосдаточные испытания» разработан на основе стандарта МЭК 60364-6-61⁹ 1986 г. с изменениями 1993 г. и 1997 г. и введен в действие с 1 июля 1999 г.

Стандарт устанавливает требования к объему, порядку и методам проведения приемосдаточных проверок, измерений и испытаний, которые выполняют в электроустановках зданий с целью подтверждения их электрической и пожарной безопасности. Каждую электроустановку здания до введения ее в эксплуатацию нужно осмотреть и испытать для проверки соответствия электроустановки здания требованиям стандартов комплекса ГОСТ Р 50571.

Визуальный осмотр предшествует испытанию электроустановки здания. Его проведение позволяет удостовериться в том, что стационарное электрооборудование правильно выбрано и установлено, не имеет видимых повреждений и соответствует требованиям стандартов на электрооборудование. Визуальный осмотр должен включать в себя проверку надлежащего выполнения мер защиты от поражения электрическим током и мер защиты от пожара, выбора проводников

Таблица 44А

Допустимое критическое напряжение на оборудовании электроустановки до 1 кВ, В	Время отключения, с
$U_0 + 250$	Свыше 5
$U_0 + 1\ 200$	До 5

В стандарте указано, что под U_0 подразумевается напряжение между фазными проводами и нейтралью низковольтной электроустановки.

⁸ Имеются в виду следующие диапазоны напряжения (U), которые установлены в ГОСТ Р МЭК 449 для электроустановок зданий:

диапазон I – напряжение $U \leq 50$ В переменного тока и $U \leq 120$ В постоянного тока;

диапазон II – напряжение, находящееся в диапазоне $50\text{В} < U \leq 1000$ В для переменного тока и $120\text{В} < U \leq 1500$ В для постоянного тока.

⁹ Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-6-61 1986г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-6-61 2001г. «Электрические установки зданий. Часть 6-61. Проверка. Начальная проверка» (IEC60364-6-61 (2001-08) Electrical installations of buildings – Part 6-61: Verification – Initial verification).

по допустимому длительному току и устройств защиты от сверхтока, осуществления мер защиты электрооборудования от внешних воздействий, правильности соединения проводников и др.

После визуального осмотра в электроустановке здания проводят следующие испытания и измерения:

испытание непрерывности электрических цепей всех защитных проводников, включая проводники уравнивания потенциалов;

измерение сопротивления изоляции проводников (сопротивление их изоляции должно быть не менее 0,25 МОм для систем БСНН и ФСНН, не менее 0,50 МОм при напряжении до 500 В и не менее 1,0 МОм при напряжении более 500 В);

проверку защиты посредством электрического разделения цепей (измеряют сопротивление изоляции, которое не должно быть меньше указанных выше значений);

измерение сопротивления изоляции пола и стен (выполняют в том случае, если в электроустановке здания используют изолирующие помещения в качестве меры защиты от косвенного прикосновения);

проверку защиты, обеспечивающей автоматическое отключение питания (выполняют измерение сопротивлений заземляющих устройств и электрических цепей, образованных линейными и защитными проводниками, а также проверку характеристик защитных устройств);

проверку включения однополюсных коммутационных устройств в линейные проводники;

испытание электрической прочности электрооборудования, которое изготовлено или модернизировано на месте его установки;

проверку работоспособности низковольтных распределительных устройств;

проверку на термическое воздействие;

проверку на потерю напряжения;

другие необходимые испытания, измерения и проверки.

ГОСТ Р 50571.16 имеет несколько приложений, в которых изложены методики измерения сопротивления изоляции пола и стен в изолирующих помещениях, проверки устройств защитного отключения, измерения сопротивления заземлителей, измерение полного сопротивления петли «фаза–нуль», руководство по применению стандарта и др.

ГОСТ Р 50571.17

ГОСТ Р 50571.17–2000 (МЭК 60364-4-482–82) «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 48. Выбор мер защиты в зависимости от внешних условий. Раздел 482. Защита от пожара» разработан на основе стандарта МЭК 60364-4-482¹⁰ 1982 г. и введен в действие с 1 июля 2001 г.

В ГОСТ Р 50571.17 установлены следующие общие требования по обеспечению мер защиты от пожара в электроустановках зданий и сооружений. В помещениях с условиями экстренной эвакуации BD2, BD3 и BD4¹¹ не рекомендуется размещать электропроводки на маршрутах эвакуации людей из зданий и сооружений. В противном случае электропроводки должны быть защищены оболочками, которые препятствуют возгоранию и распространению огня. В помещениях с условиями экстренной эвакуации BD3 и BD4 низковольтные распределительные устройства должны быть доступны только для обслуживающего персонала. Если они установлены в проходах, то должны иметь оболочки, выполненные из негорючего материала, со степенью защиты не менее IP44. В указанных помещениях и на маршрутах эвакуации людей запрещено использовать электрооборудование, содержащее воспламеняющиеся жидкости.

В стандарте изложены требования по защите от пожара в помещениях, в которых производятся обработка, изготовление или хранение воспламеняющихся веществ и материалов и которые по характеристикам и свойствам обрабатываемых или складированных материалов относятся к пожароопасным помещениям (код BE2). В таких помещениях можно устанавливать только то электрооборудование, которое необходимо для этих помещений. Электрооборудование должно быть выбрано и установлено так, чтобы в нормальном режиме электроустановки здания оно не могло быть источником пожара. Низковольтные распределительные устройства должны быть установлены вне указанных помещений, если их оболочки имеют степень защиты меньше той, которая необходима для этих помещений. Однако минимальная степень защиты оболочек низковольтных распределительных устройств должна быть не менее IP4X. Светильники также должны иметь оболочки со степенью защиты не менее

¹⁰ Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-4-482 1982 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-4-42 2001 г. «Электрические установки зданий. Часть 4-42. Защита для обеспечения безопасности. Защита от тепловых воздействий» (IEC60364-4-42 (2001-08) Electrical installations of buildings – Part 4-42: Protection for safety – Protection against thermal effects).

¹¹ Классификация внешних воздействующих факторов представлена в ГОСТ Р 50571.2, а общие требования по их использованию при выборе и монтаже электрооборудования изложены в ГОСТ Р 50571.24.

IP4X и приспособления, обеспечивающие защиту их ламп от механических повреждений.

Электропроводки, которые проходят через помещения, соответствующие коду ВЕ2, должны выполняться кабелями, не распространяющими горение. Внутри помещений проводники электропроводок не должны иметь соединений, если эти соединения не помещены в огнестойкие оболочки. Электропроводки должны быть защищены от перегрузок и коротких замыканий устройствами защиты от сверхтока, которые установлены перед указанными помещениями.

Для ограничения негативных последствий, связанных с аварийными режимами электроустановки здания, можно использовать устройства защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,5 А для защиты электрических цепей в помещениях, соответствующих коду ВЕ2. Вместо УЗО можно применять устройства контроля изоляции. В электрических цепях, расположенных в этих помещениях (за исключением транзитных электрических цепей), нельзя использовать PEN-проводники.

В помещениях, в которых использованы пожароопасные строительные материалы (код СА2), следует применять такие меры предосторожности, чтобы электрооборудование не могло вызвать возгорание стен, полов и потолков. В помещениях, которые могут способствовать распространению огня (код СВ2), необходимо применять меры предосторожности, исключая распространение огня по электрооборудованию и электропроводкам.

ГОСТ Р 50571.18

ГОСТ Р 50571.18–2000 (МЭК 60364-4-442–93) «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 44. Защита от перенапряжений. Раздел 442. Защита электроустановок до 1 кВ от перенапряжений, вызванных замыканиями на землю в электроустановках выше 1 кВ» разработан на основе стандарта МЭК 60364-4-442¹² 1993 г., изменения 1995 г. к нему и введен в действие с 1 января 2002 г.

ГОСТ Р 50571.18, как указано в разделе 1 «Область применения», «...устанавливает требования по обеспечению электробезопасности путем защиты от перенапряжений, которые могут

возникнуть в электроустановках до 1 кВ из-за замыканий на землю в электроустановках выше 1 кВ». Однако изучение названия стандарта на английском языке заставляет усомниться в правильном указании объектов, которые фигурируют в требованиях стандарта. В его наименовании сказано о защите **низковольтных электроустановок** (low-voltage installations) от перенапряжений, вызванных повреждениями между **высоковольтными системами** (high-voltage systems) и землей (то есть в стандарте речь идет о замыканиях на землю токоведущих частей высоковольтных систем).

Низковольтная электроустановка в соответствии с требованиями стандартов МЭК может иметь электрические цепи переменного тока с напряжением до 1000 В и постоянного тока с напряжением до 1500 В включительно. Поэтому замена оригинального термина «низковольтная электроустановка» термином «электроустановка до 1 кВ» не является эквивалентной. Замена термина «высоковольтная система», который используется в стандарте МЭК 60364-4-442, термином «электроустановка выше 1 кВ» также не является равноценной. Следует также иметь в виду, что понятие «система» не является тождественным понятию «электроустановка». В состав системы могут входить несколько электроустановок, например, трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ и линия электропередачи напряжением 10 кВ. Ниже будут использоваться оригинальные термины.

В отличие от своего оригинала – стандарта МЭК 60364-4-442 – в ГОСТ Р 50571.18 имеется раздел 3, в котором даны определения 41 термина с целью, как указано во введении к стандарту, исключения разночтений в их толковании. Однако определения многих терминов содержат ошибки, которые не только не упорядочивают терминологию и упрощают понимание терминов, а наоборот усугубляют и без того запутанную ситуацию в национальной терминологии, которая применяется в нормативных документах, устанавливающих требования к электроустановкам зданий. Терминология, «усовершенствованная» в стандарте, не позволяет понять и, следовательно, выполнить его нормативные требования, ставит под сомнение выполнение требований других нормативных документов. Причем многочисленные терминологические ошибки начинают

¹² Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-4-442 1993 г., сейчас изложены в стандарте МЭК 60364-4-44 2003 г. «Электрические установки зданий. Часть 4-44. Защита для обеспечения безопасности. Защита от отклонений напряжения и электромагнитных возмущений» (IEC60364-4-44 (2003-12) Electrical installations of buildings – Part 4-44: Protection for safety – Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances).

ся уже в наименовании рассматриваемого стандарта.

Исходные термины «электроустановка до 1 кВ» и «электроустановка выше 1 кВ» определены в стандарте следующим образом: «электроустановка, номинальное значение напряжения в которой не превышает 1 кВ», «электроустановка, номинальное значение напряжения в которой равно или выше 1 кВ». Из этих определений следует, что электроустановка, имеющая напряжение 1 кВ, одновременно является и электроустановкой до 1 кВ, и электроустановкой выше 1 кВ. В стандартах МЭК используются термины «низковольтная электроустановка» и «высоковольтная электроустановка», которыми следует заменить термины «электроустановка до 1 кВ» и «электроустановка выше 1 кВ», до сих пор применяемые в национальной нормативной документации.

Определение термина «проводник» – «часть, предназначенная для проведения электрического тока определенного значения» следует дополнить словом «проводящая» (перед словом «часть»), так как проводник, по своей сути, является частным случаем именно проводящей части, а не какой-либо другой части электроустановки здания или здания, например, изолятором или кирпичной стеной. Рассматриваемый термин можно определить так:

проводник – проводящая часть, предназначенная для проведения электрического тока определенного значения.

В определении термина «заземляющее устройство» – «совокупность заземлителя и заземляющих проводников» отсутствует упоминание о главной заземляющей шине, которая в соответствии с требованиями стандартов комплекса МЭК 60364, является неотъемлемой частью заземляющего устройства электроустановки здания. Главная заземляющая шина предназначена для присоединения к заземляющему устройству защитных проводников электроустановки здания, в том числе и проводников уравнивания потенциалов. Рассматриваемый термин целесообразно определить так:

заземляющее устройство – совокупность заземлителя, заземляющих проводников и главной заземляющей шины.

Термин «нулевой рабочий проводник (N-проводник)», определенный в стандарте как «проводник в электроустановке до 1 кВ, предназна-

ченный для питания однофазных электроприемников и соединенный с заземленной нейтралью трансформатора на подстанции», однобоко характеризует рассматриваемый проводник. Из определения следует, что нулевые рабочие проводники могут быть только в однофазных электроустановках (электрических цепях). Хотя имеется большое число трехфазных электроприемников, для нормального функционирования которых необходим нулевой рабочий проводник. Помимо электроприемников в электроустановках зданий могут применять однофазное и трехфазное электрооборудование, такое, как, например, разделительные трансформаторы, первичные обмотки которых подключаются и к фазным, и к нулевым рабочим проводникам.

В стандартах МЭК для обозначения рассматриваемого проводника применяется другой термин – «нейтральный проводник» («neutral conductor»). Поэтому для исключения уже возникшей путаницы в национальной терминологии во всех вновь разрабатываемых и уже действующих нормативных документах вместо термина «нулевой рабочий проводник»¹³ следует использовать термин «нейтральный проводник». Замена одного термина другим исключит в дальнейшем возникновение ошибок в терминологии и в основанных на ней нормативных требованиях, а также позволит еще более приблизить национальную терминологию к терминологии стандартов МЭК. Термин «нейтральный проводник» можно определить так:

нейтральный проводник (N) – проводник, электрически соединенный с нейтралью и используемый для передачи электроэнергии.

Определение термина «защитный проводник»¹⁴ (РЕ-проводник) – «проводник в электроустановке до 1 кВ, предназначенный для целей безопасности и соединяющий открытые проводящие части у потребителя с заземляющим устройством» содержит неопределенное ключевое слово «потребитель». Вместо указанного слова здесь следует использовать термины «электроустановка» или «электрооборудование». Кроме того, следует иметь в виду тот факт, что защитный проводник не всегда соединяет открытые проводящие части с заземляющим устройством. Поэтому из определения рассматриваемого термина следует исключить упоминание о соединении открытых проводящих частей с заземляющим

¹³ В п.1.7.35 ПУЭ седьмого издания рассматриваемый термин имеет наименование «нулевой рабочий (нейтральный) проводник».

¹⁴ В национальной нормативной документации применяется также термин «нулевой защитный проводник», аналога которому в стандартах МЭК нет. Поэтому в национальной терминологии также целесообразно использовать один термин – «защитный проводник», исключив термин «нулевой защитный проводник».

устройством. Термин «защитный проводник» нужно определить так, как это сделано в МЭС:

защитный проводник (PE) – проводник, применяемый для защиты людей и животных от поражения электрическим током.

Наименование термина «совмещенный нулевой рабочий и защитный проводники» необходимо дать в единственном числе и в следующем виде – «совмещенный нулевой защитный и рабочий проводник». Поскольку этот проводник, во-первых, выполняет функции защитного проводника, а уже, во-вторых, – функции нулевого рабочего проводника. Об этом свидетельствует его краткое обозначение – «PEN», которое складывается из двух обозначений проводников «PE» и «N». В будущем рассматриваемый проводник следует назвать совмещенным защитным и нейтральным проводником и определить его так же, как в стандартах МЭК:

совмещенный защитный и нейтральный проводник (PEN) – проводник, выполняющий функции защитного и нейтрального проводников.

В ГОСТ Р 50571.18 определены также следующие термины:

«нейтральная проводящая часть (нейтральный проводник): часть электроустановки, способная проводить электрический ток, потенциал которой в нормальном эксплуатационном режиме равен или близок к нулю, например, корпус трансформатора, шкаф распределительного устройства, кожух пускателя, проводник системы уравнивания потенциалов, PEN-проводник и т.п.»;

«система заземления (заземляющая система): совокупность заземляющих устройств подстанции, открытых проводящих частей потребителя и нейтрального проводника в электроустановке до 1 кВ»;

«тип системы заземления: показатель, характеризующий отношение к земле нейтрали трансформатора на подстанции и открытых проводящих частей у потребителя, а также устройство нейтрального проводника. Обозначение типов систем заземления – по ГОСТ 30331.2/ГОСТ Р 50571.2. Различают TN-, TT- и IT-системы, две первых из которых имеют заземленную нейтраль на трансформаторной подстанции, а третья – изолированную. TN-система по устройству нейтрального проводника, в свою очередь, делится на TN-S-, TN-C и TN-C-S-системы».

В определении последнего термина использован новый термин «земля (относительная, эталонная)», который определен так – «проводящая электрический ток и находящаяся вне зоны влияния какого-либо заземлителя часть земной коры, электрический потенциал которой принимают равным нулю». В МЭС этот термин назван эталонной землей и определен следующим образом:

эталонная земля – проводящая электрический ток и находящаяся вне зоны влияния какого-либо заземляющего устройства часть Земли, электрический потенциал которой условно принят равным нулю.

Новый термин «нейтральная проводящая часть» не используется в стандартах МЭК. Появление этого термина можно рассматривать как неудачную попытку замены им термина «неотоковедущая часть», не имеющего своего аналога в стандартах МЭК, который был использован в ГОСТ Р 50571.1 для определения термина «открытая проводящая часть».

Термин «нейтральная проводящая часть» рассматривается в ГОСТ Р 50571.18 как эквивалент другого термина «нейтральный проводник», который широко используется в стандартах МЭК для обозначения проводника, соединенного с нейтральной точкой электрической системы (источника питания) и предназначенного для передачи электроэнергии. Нейтральный проводник классифицируется в стандартах МЭК как токоведущая часть, которая предназначена для работы под напряжением в нормальном режиме электроустановки здания. PEN-проводник, как правило, не относят к токоведущим частям. И тем более не относят к токоведущим частям открытые проводящие части, примеры которых представлены в процитированном определении термина «нейтральная проводящая часть».

В национальной нормативной документации вместо термина «нейтральный проводник» до сих пор используется термин «нулевой рабочий проводник», который не является эквивалентом PEN-проводника и тем более открытых проводящих частей. В требованиях, изложенных в п. 442.4.3 ГОСТ Р 50571.18, установлена прямая тождественность между так называемым «нейтральным проводником» (нейтральной проводящей частью) и нулевым рабочим проводником. И как следствие этого – эквивалентность между нулевым рабочим проводником, с одной стороны, и PEN-проводником, а также открытыми проводящими частями, с другой. Подобное отождествление двух принципиально различающихся между собой проводящих частей является грубой ошибкой, которая может быть объяснена неправильным применением исходного термина «нейтральный проводник» и введением в стандарты комплекса ГОСТ Р 50571 надуманного термина «нейтральная проводящая часть».

В качестве иллюстрации грубого искажения сути нормативных требований, вызванных неправильным применением терминов, можно привести требования подраздела 442.6 ГОСТ Р 50571.18. Здесь говорится о критических напряжениях в случае обрыва нейтрального проводника в трехфазных системах TN и TT. При

Таблица 44В

Номинальное напряжение электроустановки, В		Импульсное испытательное напряжение, кВ			
Трехфазные системы	Однофазные системы со средней точкой	Оборудование, установленное до распределительного щита (импульсное сопротивление категории IV)	Оборудование, установленное внутри зданий (импульсное сопротивление категории III)	Переносные инструменты (импульсное сопротивление категории II)	Защитные устройства (импульсное сопротивление категории I)
–	120–240	4,0	2,5	1,5	0,8
230 / 400 277 / 480	–	6,0	4,0	2,5	1,5
400 / 690	–	8,0	6,0	4,0	2,5
1 000	–	Значения напряжений выбирают инженеры-системотехники			

* В таблице 44В ГОСТ Р 50571.19 ошибочно указано 220/240, хотя номинальное напряжение трехфазной системы равно 230/400 В.

типах заземления системы TN-C и TN-C-S обрыв PEN-проводника воздушной или кабельной линии электропередачи, который в стандарте назван нейтральным проводником, действительно сопровождается увеличением фазного напряжения. В системах TN-S и TT аналогичное увеличение фазного напряжения в электроустановке здания произойдет при обрыве нулевого рабочего проводника линии электропередачи, который, по определению стандарта, не является эквивалентом нейтрального проводника. Обрыв защитного проводника линии электропередачи в трехфазной системе TN-S не сопровождается увеличением фазного напряжения, хотя термин «нейтральный проводник» определен в стандарте в смысле, эквивалентном понятию «защитный проводник».

Кроме того, из определений терминов «система заземления» и «тип системы заземления» следует, что нейтральный проводник является также эквивалентом защитных проводников, поскольку посредством характеристики «тип заземления системы» устанавливаются общие требования к устройству защитных проводников в низковольтных распределительных электрических сетях и в подключенных к ним электроустановках зданий. Эквивалентность нейтрального и нулевого рабочего проводников, установленная в требованиях, изложенных в п.442.4.3 стандарта, также влечет за собой эквивалентность нулевого рабочего и защитных проводников.

Наименования термина «тип системы зазем-

ления»¹⁵ и нового термина «система заземления» следует рассматривать как неудачный их перевод с английского языка на русский язык. Определения терминов имеют плохую редакцию, из-за которой нельзя осмыслить их суть. Например, непонятно, что означают фразы «совокупность заземляющих устройств подстанции, открытых проводящих частей потребителя и нейтрального проводника в электроустановке до 1 кВ», «отношение к земле нейтрали трансформатора на подстанции и открытых проводящих частей у потребителя». Неясно, о каком потребителе сказано в обоих определениях – здесь речь должна идти об открытых проводящих частях низковольтной электроустановки или электрооборудования. Процитированные определения нуждаются в дополнительном толковании, без которого нельзя понять суть рассматриваемых терминов.

Грубые ошибки и погрешности, допущенные в определениях указанных выше терминов, не позволяют прочитать, понять и, следовательно, правильно выполнять требования рассматриваемого стандарта, а также требования, изложенные в других стандартах комплекса ГОСТ Р 50571.

В ГОСТ Р 50571.18 изложены требования, выполнение которых создает предпосылки для защиты низковольтных электроустановок от перенапряжений, которые возникают при замыкании на землю токоведущих частей в высоковольтных электрических системах, например, при замыкании на землю токоведущей части первичной обмотки понижающего трансформатора, установленного

¹⁵ Такое же наименование термина дано в ГОСТ Р 50571.2. Однако в п.413.1.1.2 ГОСТ Р 50571.3 рассматриваемый термин назван правильно – типом заземления системы, что полностью соответствует названию термина «type of system earthing», данному в стандартах комплекса МЭК 60364.

на трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ.

На рисунке 44А представлены кривые, указывающие напряжение замыкания на землю (кривая F) и ожидаемое напряжение прикосновения (кривая T) в зависимости от времени срабатывания защиты от замыкания на землю в высоковольтных электроустановках. При замыкании на землю токоведущей части в высоковольтной электроустановке напряжение замыкания на землю в ней, а также ожидаемое напряжение прикосновения в низковольтной электроустановке не должны превышать значений, определяемых по кривым F и T.

Критические напряжения, воздействующие на изоляцию токоведущих частей низковольтной электроустановки при замыкании на землю какой-либо токоведущей части высоковольтной электроустановки, не должны превышать допустимых значений критического напряжения, указанных в таблице 44А стандарта в зависимости от времени срабатывания защиты от замыкания на землю.

В стандарте изложены требования к заземляющим устройствам трансформаторных подстанций при типах заземления системы TN, TT и IT, которые, в частности, предусматривают для систем TN возможность присоединения PEN-проводника¹⁶ к заземляющему устройству открытых проводящих частей трансформаторной подстанции в том случае, если напряжения замыкания, рассчитываемое по формуле $R \times I_m$ ¹⁷, лежит во временных пределах, указанных на рисунке 44А. В противном случае стандарт предписывает присоединять PEN-проводник к заземляющему устройству, имеющему заземлитель, электрически независимый от заземлителя заземляющего устройства открытых проводящих частей трансформаторной подстанции.

В стандарте приведены общие положения по ограничению критического напряжения в низковольтном электрооборудовании трансформаторных подстанций в системах TN, TT и IT. Указано, что при проектировании низковольтных электроустановок необходимо учитывать случаи обрыва нейтральных проводников в трехфазных системах TN и TT, а также случаи замыкания на землю фазных проводников в трехфазной системе IT, когда на изоляцию низковольтного электрооборудования будет воздействовать линейное напряжение, которое в $\sqrt{3}$ раз больше фазного напряжения U_0 .

ГОСТ Р 50571.19

ГОСТ Р 50571.19–2000 (МЭК 60364-4-443-95) «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 44. Защита от перенапряжений. Раздел 443. Защита электроустановок от грозовых и коммутационных перенапряжений» разработан на основе стандарта МЭК 60364-4-443¹⁸ 1995 г. и введен в действие с 1 января 2002 г.

В стандарте даны определения 21 термину, часть из которых содержит недостатки, отмеченные выше.

В ГОСТ Р 50571.19 приведены общие требования по обеспечению защиты электроустановок зданий от грозовых и коммутационных импульсных перенапряжений. Стандарт устанавливает классификацию электрооборудования по четырем категориям импульсного выдерживаемого напряжения¹⁹, а также значения импульсного выдерживаемого напряжения²⁰ по этим категориям.

Категории импульсного выдерживаемого напряжения характеризуют различную степень пригодности электрооборудования с точки зрения

¹⁶ В п.442.4.2 ГОСТ Р 50571.18 речь идет о нейтральном проводнике несмотря на то, что на рисунке 44В указан PEN-проводник.

¹⁷ В стандарте сказано, что под R и I_m соответственно подразумеваются сопротивление заземляющего устройства открытых проводящих частей трансформаторной подстанции и часть тока замыкания на землю в высоковольтной электроустановке, который протекает через заземляющее устройство открытых проводящих частей трансформаторной подстанции.

¹⁸ Требования, которые содержались в стандарте МЭК 60364-4-443 1995 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» (IEC60364-4-44 (2003-12) Electrical installations of buildings – Part 4-44: Protection for safety – Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances).

¹⁹ Под категориями импульсного выдерживаемого напряжения в стандарте понимают подмножества числовых оценок импульсных напряжений, характеризующиеся их верхними значениями, при которых электрическая изоляция электрооборудования должна выдерживать периодически возникающее импульсное напряжение при условии, что это электрооборудование рассчитано на возможность появления импульсных напряжений с такими значениями.

допустимого уровня отказов при его длительной эксплуатации. Правильный выбор электрооборудования позволяет снизить вероятность его повреждения и обеспечить надлежащее управление импульсным перенапряжением.

Электрооборудование, которое получает питание от низковольтных электрических сетей, классифицируется в стандарте по специальной характеристике – «оборудование импульсного сопротивления X^{21} » («оборудование импульсных перенапряжений X ») следующим образом:

электрооборудование импульсного сопротивления категории I – специальное электрооборудование, используемое в электроустановках зданий. Защитные средства располагаются снаружи оборудования или в существующей электроустановке, или между конкретной электроустановкой и электрооборудованием, чтобы ограничить кратковременные перенапряжения до заданного уровня;

электрооборудование импульсного сопротивления категории II – переносное и передвижное электрооборудование, которое подключается к электрическим цепям электроустановки здания с помощью штепсельных розеток или аналогичных соединителей, например, бытовые электроприборы, электроинструмент и др.;

электрооборудование импульсного сопротивления категории III – электрооборудование, которое составляет часть электроустановки здания с повышенной доступностью, например, низковольтные распределительные устройства, выключатели, штепсельные розетки, кабели, ответвительные коробки, стационарные электроприемники и др.;

электрооборудование импульсного сопротивления категории IV – электрооборудование, которое предназначено для использования вблизи электроустановки здания перед ее главным распределительным щитом, например, счетчики электроэнергии, вводные аппараты защиты от сверхтока, устройства для управления перенапряжением и др.

Чем выше характеристическое число категории импульсного сопротивления (I, II, III, IV), тем выше импульсное сопротивление электрооборудования и тем большее число способов управления импульсным перенапряжением можно применить в электроустановке здания или в ее частях.

Представленная классификация весьма расплывчата. Остается только догадываться, какое конкретно электрооборудование, применяемое в электроустановках зданий, относится к той или иной категории. К какой категории следует относить, например, телевизор, компьютер и другую аналогичную технику? Какое электрооборудование размещается вблизи электроустановки здания? Где размещается это электрооборудование?

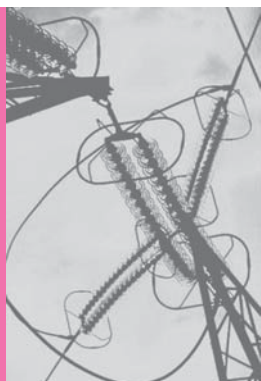
Изоляция электрооборудования, применяемого в электроустановке здания, должна выдерживать периодически возникающее импульсное перенапряжение, если его значение не превышает величину импульсного выдерживаемого напряжения той категории, которой оно соответствует. При выборе электрооборудования его номинальное импульсное выдерживаемое напряжение²² должно быть не ниже следующих значений, приведенных в таблице 44В стандарта.

В стандарте также изложены краткие требования к применению устройств защиты от перенапряжений. Если электроустановка здания подключена к кабельной линии электропередачи, выполненной кабелем, проложенным в земле, или кабелем, подвешенным в воздухе, но имеющим заземленную оболочку, то не требуется дополнительная защита от перенапряжений атмосферного происхождения. Не требуется дополнительная защита также в том случае, если электроустановка здания подключена к воздушной линии электропередачи при условиях внешних влияний AQ1 (25 дней в году). При условиях внешних влияний AQ2 (более 25 дней в году) нужно применять защитные устройства с уровнем защиты не выше, чем уровень перенапряжения категории II.

²⁰ Под импульсным выдерживаемым напряжением в стандарте понимают кратковременное (импульсное) напряжение определенного диапазона значений, которое должна выдерживать электрическая изоляция электрооборудования данной категории.

²¹ Под оборудованием импульсного сопротивления X (оборудование импульсных перенапряжений X) в стандарте понимают электрооборудование, электрическая изоляция которого способна выдерживать импульсное напряжение категории X из ряда I–IV (способна сопротивляться этому напряжению).

²² Под номинальным импульсным выдерживаемым напряжением в стандарте понимают импульсное выдерживаемое напряжение, установленное изготовителем для электрооборудования или его частей, которое характеризует указанную способность его изоляции к сопротивлению от перенапряжения.



Э. Киреева

ПУТИ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

К первому способу относятся, например, переключение статорных обмоток АД напряжением до 1 кВ с треугольника на звезду, если их нагрузка составляет менее 40 %; установка ограничителей холостого хода АД; замена АД на СД той же мощности и применение СД для всех новых установок и при реконструкции существующих, где это целесообразно, и др.

При равных условиях (одинаковой мощности, частоте вращения и типе исполнения) АД с короткозамкнутым ротором имеет лучшие энергетические характеристики, чем АД с фазным ротором, особенно при $k_s = 0,75-1,0$.

Лучшие энергетические показатели имеют электродвигатели открытого или защищенного типа, чем электродвигатели закрытого типа той же мощности и частоты вращения. Опыт эксплуатации показывает, что для двигателей, нагруженных на 25 %, при переключении обмотки статора с треугольника на звезду значение $\cos \phi$ двигателя становится приблизительно равным номинальному.

Второй вариант снижения потребления реактивной мощности связан с использованием в ка-

честве КУ синхронных двигателей или батарей конденсаторов.

Производственное объединение ОАО «ПО Электротехника» выпускает конденсаторные установки типа КРМ-0,4, силовые конденсаторы которых способны самовосстанавливаться после пробоя в диэлектрике, имеют высокое качество и надежность комплектующих элементов, предназначены для автоматического регулирования $\cos \phi$. Номинальная мощность конденсаторных батарей составляет 35–600 кВАр.

Синхронные двигатели (СД) широко применяют в металлургическом производстве для привода различных механизмов. Такие двигатели выпускают с номинальным опережающим $\cos \phi$, равным 0,9, и они могут длительно работать в режиме перевозбуждения, т. е. генерировать реактивную мощность. При этом даже при 100 %-ной нагрузке активным током СД может компенсировать реактивную нагрузку сети.

Возможным путем увеличения компенсирующей способности СД является снижение активной нагрузки СД при неизменном токе возбуждения, равном номинальному.

Техническая возможность использования СД в качестве источника реактивной мощности ограничивается максимальной реактивной мощностью, которую он может генерировать без нару-

Окончание. Начало в № 2/2005

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

шения условий допустимого нагрева обмоток и металлических частей ротора и статора (располагаемая реактивная мощность СД – $Q_{\text{СДр}}$):

$$Q_{\text{СДр}} = \alpha_{\text{м}} S_{\text{СДном}} = \alpha_{\text{м}} \sqrt{(P_{\text{СДном}}^2 + Q_{\text{СДном}}^2)},$$

где $\alpha_{\text{м}}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящей от его загрузки по активной мощности и определяемой по приведенным в табл. 3 данным.

Максимальная реактивная мощность, генерируемая СД напряжением 6–10 кВ, которая может быть передана в сеть до 1 кВ без увеличения числа трансформаторов n , выбранных по нагрузке, равна:

$$Q = \sqrt{(nk_3 S_{\text{Т.НОМ}})^2 - P^2},$$

где P – нагрузка сети 380 В.

В сетях 0,38–0,66 и 6–10 кВ следует для КРМ в первую очередь использовать работающие СД, а затем, если необходимо, батареи конденсаторов.

Компенсация реактивной мощности у потребителей позволяет снизить величину тока в передающих элементах сети, а следовательно, уменьшить сечения кабельных и воздушных линий и потери активной мощности; уменьшить полную мощность и тем самым снизить мощность трансформаторов и их число.

ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И КАНАЛИЗАЦИИ

В системах водоснабжения и канализации широкое применение находят центробежные насосы.

В расходе электроэнергии на металлургических предприятиях насосные установки занимают значительную долю. Электроэнергия, потребляемая насосом, равна, кВт ч:

$$\vartheta = \frac{QH_{\gamma}}{3600 \cdot 102 \eta_{\text{п}} \eta_{\text{н}} \eta_{\text{д}}} \tau,$$

где Q – подача (производительность) насоса, м³/ч;

H_{γ} – полный напор с учетом высоты всасывания, м;

$\eta_{\text{п}}$, $\eta_{\text{н}}$, $\eta_{\text{д}}$ – КПД передачи, насоса и двигателя соответственно;

τ – годовая продолжительность работы насоса, ч.

Следовательно, основными направлениями уменьшения расхода электроэнергии, потребляемой насосами, являются: повышение КПД насосов Пд, передачи и двигателей путем улучшения загрузки насосов и регулирования их работы и др.

ООО ПКФ «Линас» поставляет энергосберегающие насосы, которые комплектуются системой частотного регулирования, что обеспечивает экономию электроэнергии до 50%.

Компания «Веспер» (Россия) поставляет системы частотного управления электроприводом для технологических процессов металлургического производства: привод рольгангов, волочильных станков, подъемно-транспортных механизмов и др.

Таблица 3

Значения коэффициента $\alpha_{\text{м}}$ в зависимости от типа СД, его номинального напряжения и коэффициента загрузки

Тип СД, Уном (все частоты вращения)	$U_{\text{с}}/U_{\text{ном}}$	Значения $\alpha_{\text{м}}$ при		
		$k_3 = 0,9$	$k_3 = 0,8$	$k_3 = 0,7$
		СДН, 6-10 кВ	0,95 1,00 1,05	1,31 1,21 1,06
СД, СДЗ, 380 В	0,95 1,00 1,05 1,10	1,16 1,15 1,10 0,90	1,26 1,24 1,18 1,06	1,36 1,32 1,25 1,15

Таблица 4

Экономия электроэнергии при переходе на более эффективные источники света

Заменяемые источники света	Среднее значение экономии электроэнергии, %
Люминесцентные на металлогалогенные лампы	24
Ртутные лампы на: металлогалогенные люминесцентные натриевые	42 22 45
Лампы накаливания на: металлогалогенные люминесцентные ртутные натриевые	66 55 42 68

ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ И СЕТЯХ

Основными направлениями экономии электроэнергии в осветительных установках и сетях являются: применение наиболее экономичных типов источников света, светильников, систем комбинированного освещения, пускорегулирующей аппаратуры; рациональное размещение светильников; нормализация режимов напряжения в осветительных сетях; переход на питание светильников напряжением 380 В и др.

Значительное снижение расхода электроэнергии на освещение территории промышленных предприятий можно получить при замене ламп типа ДРЛ (без замены светильника и ПРА) лампами типа НЛВД. Так, например, если лампу типа НЛВД мощностью $P_2 = 330$ Вт со световым потоком в 27 клм поставить вместо ртутной лампы типа ДРЛ мощностью $P_1 = 400$ Вт со световым потоком в 23 клм, то при годовой продолжительности работы $\tau = 400$ ч и одновременном увеличении освещенности можно получить следующую годовую экономию электроэнергии на одном светильнике:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= (P_1 - P_2) \tau_p = \\ &= (400 - 330) 400 = \\ &= 28000 \text{ Вт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Во всех промышленных осветительных установках целесообразнее применять люминесцентные, ртутные, металлогалогенные, натриевые и

другие лампы. Возможная экономия электроэнергии при переходе на более эффективные источники света показана в табл. 4.

Для внутреннего освещения рекомендуется использовать натриевые лампы высокого давления в сочетании с другими лампами высокого давления, например, типа ДРИ и ДРЛ.

Эффективным является пакетный способ размещения светильников (вместо линейного), при котором над приемником электроэнергии располагают по 3–4 светильника, что уменьшает потребность в светильниках в два раза.

Наиболее экономически целесообразно оказывается применение ламп типа ДРИ, как имеющих наибольшую световую отдачу.

Для экономного расхода электроэнергии в Осветительных установках необходимо предусматривать рациональную систему управления освещением, т.е. включать или отключать освещение в зависимости от уровня естественной освещенности помещения.

При относительном отклонении напряжения k_U равном 10%, потребление электроэнергии увеличивается (табл. 5).

В действующих цеховых сетях при их реконструкции при наличии значительной плотности нагрузки целесообразно применять напряжения 0,66 кВ вместо 0,38 кВ, так как это имеет следующие преимущества:

снижаются в три раза потери электроэнергии и уменьшается расход цветных металлов в сетях низкого напряжения;

уменьшается число цеховых подстанций, увеличивается почти в два раза экономический радиус их действия и возрастает единичная мощность цеховых трансформаторов до 2500 кВА;

сокращается количество оборудования напря-

Таблица 5

Потребление электроэнергии при различном значении k_u

Тип ламп	Увеличение потребляемой электроэнергии, %, при k_u , %						
	0	1	2	3	5	7	10
Накаливания	0	1,6	3,2	4,7	8,1	11,5	16,4
Люминесцентные	0	2,0	4,0	6,0	10,0	14,0	20,0
Ртутные	0	2,2	5,0	7,0	12,0	18,0	24,0

жением выше 1 кВ; так, например, имеется значительное число электродвигателей средней мощности (200–700 кВт), допускающих переход с напряжения 6 на 0,66 кВ с одновременной заменой сетевого напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ; увеличивается пропускная способность сети в $\sqrt{3}$ раз;

снижаются потери активной мощности холостого хода и КЗ (ΔP_x и ΔP_k) с увеличением единичной мощности цеховых трансформаторов.

Важным мероприятием по экономии электроэнергии является также повышение уровня эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования (качественное проведение плановых ремонтов, замена или отключение незагруженного оборудования и т.д.).

Несоответствие показателей качества электроэнергии нормативным значениям вызывает дополнительные потери электроэнергии. Из всех показателей качества наибольшие потери электроэнергии отмечаются при отклонении напряжения от номинального. Так, при снижении напряжения потери возрастают, увеличение напряжения сказывается на приемниках электроэнергии по-разному. Для АД потери электроэнергии зависят от k_z и при $k_z = 0,85-1,0$ имеют минимальное значение при напряжении, немного большем номинального.

Дополнительные потери электроэнергии возникают при несимметричной нагрузке. При коэффициенте несимметрии в пределах его нормативного значения потери электроэнергии для АД составляют 2–4 %, для трансформаторов – 4, для СД – 4,2 % номинальных значений. Примерно такой же уровень (2–4%) потерь электроэнергии отмечается при несинусоидальном напряжении в трансформаторах, двигателях, генераторах, кабельных линиях.

Хотя потери электроэнергии от снижения ее качества составляют 2–6% номинальных значений, они напрямую связаны с перегревом оборудования, а следовательно, ведут к интенсивному старению изоляции и к преждевременному выходу ее из строя. Это относится и к несинусоидальности, и к несимметрии напряжения. Так, например, при несимметрии напряжения, равной 4%, срок службы полностью загруженного АД сокра-

щается в два раза. При несимметрии напряжения, равной 5%, располагаемая мощность двигателя уменьшается на 5–10 %, при несимметрии, равной 10%, – на 20–50 % в зависимости от исполнения двигателей. На силовые трансформаторы несимметрия оказывает такое же влияние, как и на АД, т. е. вызывает дополнительный нагрев обмоток и снижение срока службы трансформаторов. В то же время на работу кабельных линий несимметрия не оказывает существенного влияния. При несинусоидальном напряжении сети происходит ускоренное старение изоляции силовых кабелей.

Использование малой энергетики (малых электростанций) позволяет не только сэкономить электроэнергию, но и повысить надежность и безопасность электроснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главными путями экономии электроэнергии являются: применение нового более экономичного и надежного электрооборудования, повышение качества электроэнергии, управление режимами электропотребления, компенсация реактивной мощности.

Работа по рациональному использованию электроэнергии на действующих промышленных предприятиях только тогда является эффективной, когда налажены учет и контроль расхода электроэнергии, нормирование электропотребления с учетом специфических особенностей предприятия.

Значительную экономию электроэнергии можно получить от внедрения автоматизированной системы управления.

Литература

1. Основы проектирования металлургических заводов: Справочное издание / В.А. Авдеев, В.М. Друян, Б.И. Кудрин. М.: Интермет Инжиниринг, 2002.

2. Киреева Э.А., Юнес Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения: Справочные материалы и примеры расчетов. М.: Энергоатомиздат, 1998, 320 с.



ПАР И ПАРОГЕНЕРАТОРЫ

Пар как теплоноситель

Наиболее часто пар используется в качестве теплоносителя. Вызвано это тем, что процесс фазового перехода «вода – пар» требует очень большого количества энергии. Соответственно, и обратный процесс – конденсация – протекает с выделением большого количества энергии. Таким образом, пар очень удобно использовать для отопления помещений, нагрева различного рода сред, химических реакторов, процессов варки и т.п.

Вот наиболее характерные примеры применения пара: паровые рубашки автоклавов, теплообменники, отопительные системы и т.п.

В некоторых случаях нужен непосредственный контакт пара с разогреваемой средой. Это может быть необходимо при пропарке бетонных изделий, продукции легкой промышленности, при использовании пара в качестве греющей среды в особом рода теплообменниках.

Пар используется не только как необходимый агент в различных технологических процессах. Часто потребность в паре возникает сезонно. Известно, что при понижении температуры многие вязкие среды, например, мазут, масло, патока, различные химические вещества столь сильно снижают свою текучесть, что их перемещение и транспортировка практически не осуществимы. В таких случаях наиболее оптимальным является паровой разогрев емкостей и трубопроводов.

Пар как увлажнитель

При непосредственном контакте пар весьма эффективен в качестве увлажнителя. Пар наиболее подходит для пропарки древесины, комбикорма, изделий легкой промышленности, в различных технологических процессах, требующих одновременно нагрева и увлажнения.

Насыщенный водяной пар используется в следующих случаях:

- в строительной отрасли, коммунальном хозяйстве – для предотвращения замерзания «инертных» (песок, гравий) в бункерах, разогрева вязких сред – масла, мазута;
- в производстве железобетонных изделий, фанеры;
- в кондитерском, консервном и ином пищевом производстве;
- в химической и парфюмерной промышленности;
- в деревообрабатывающих производствах;
- для стерилизации и дезинфекции, например, стеклянных бутылок при производстве пива;
- в сельскохозяйственном производстве.

Пар и его параметры

Парообразование – процесс перехода вещества из жидкого состояния в газообразное. От парообразования следует отличать кипение и испарение.

Испарение – парообразование, которое происходит только с поверхности жидкости. С повышением температуры интенсивность испарения возрастает.

Кипение – процесс превращения жидкости в пар, который происходит не только с поверхности жидкости, но и внутри нее, т.е. это процесс парообразования во всему объему жидкости. Кипение происходит при определенной температуре, зависящей от рода жидкости и от давления. Процесс кипения осуществляется посредством подвода к жидкости теплоты при неизменном давлении.

Конденсация – процесс, обратный парообразованию. Это процесс перехода вещества из газообразного состояния в жидкое. Процесс кон-

денсации происходит при отводе от пара теплоты при неизменном давлении. Конденсация, так же как и процесс кипения, происходит при постоянной температуре.

При парообразовании в неограниченном объеме вся жидкость может превратиться в пар. Если процесс парообразования происходит в закрытой емкости, то между процессами парообразования и конденсации может наступить равновесие. Пар в таком состоянии принимает максимальную плотность при данной температуре и давлении и называется насыщенным.

Таким образом, *насыщенный пар* – это пар, находящийся в равновесном состоянии с жидкостью, из которой он получается. При изменении температуры жидкости равновесие нарушается, что приводит к соответствующему изменению плотности и давления насыщенного пара.

При испарении всей жидкости получается сухой насыщенный пар, не содержащий частиц жидкой фазы.

Влажный насыщенный пар – это насыщенный пар, который содержит мельчайшие капельки жидкости.

Отношение массы сухого насыщенного пара, содержащегося во влажном паре, к общей массе влажного насыщенного пара называется *степенью сухости пара* (паросодержанием) т.е. степень сухости определяет долю сухого насыщенного пара во влажном паре.

Массовая доля жидкости во влажном паре называется *степенью влажности пара*.

Если к сухому насыщенному пару подводить тепло, то температура его будет возрастать, в результате чего получится *перегретый пар*.

Разность между температурой t_n перегретого пара и температурой t_c сухого насыщенного пара называется степенью перегрева. Перегретый пар является ненасыщенным. При данном давлении его плотность меньше плотности сухого насыщенного пара, а удельный объем – больше. Чем выше степень перегрева, тем больше перегретый пар по своим свойствам приближается к идеальному газу.

Для перегрева пара чаще всего используют специальные устройства – пароперегреватели, которые могут быть как электрического так и иного принципа действия.

Давление пара напрямую зависит от его температуры и наоборот: $P = f(T)$.

Приведем некоторые характерные соотношения (табл. ниже).

$t, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{атм}}$	$P_{\text{абс}}$
100	0	10
143	3	40
165	6	70
184	10	110

Напомним, что давление газа (и пара, соответственно) может быть абсолютным – отсчитываемым от нуля (полного вакуума), и избыточным – равным разности между абсолютным и атмосферным давлением. В случае применения единицы измерения давления «атм» (технической или физической) соотношение абсолютного и относительного давления выглядит примерно так:

$$P_{\text{абс}} = P_{\text{изб}} + 1.$$

Возможные источники пара для производства

«Чужой» пар – пар от паровых котлов централизованных котельных установок, собственных котельных предприятия-арендодателя.

Часто встречается ситуация, когда собственник-монополист некогда общей для всего предприятия котельной диктует «драконовские» условия отпуска пара «независимому» потребителю. При том что качество такого пара чаще всего не подконтрольно потребителю.

Основные претензии арендаторов к пару, предоставляемому арендодателем:

- перебои в подаче пара;
- несоответствие параметров пара требуемым (давление, температура, влажность, степень загрязнения и т.п.);
- невозможность объективного контроля потребителем количества пара, полученного от котельной;
- частые случаи «списания» на арендатора различного рода утечек пара и иных проблем котельной.

«Свой» пар – это пар, получаемый с использованием относительно маломощных парогенераторов, устанавливаемых непосредственно вблизи потребителя.

Парогенераторы используют в качестве топлива не только традиционные газ, дизельное и твердое топлива, мазут. Весьма распространены электропарогенераторы.

Несмотря на очевидное отсутствие недостатков «своего» пара, при применении парогенераторов следует учитывать ряд особенностей:

- парогенератор необходимо установить и подключить к коммуникациям;
- процесс производства пара, независимо от того каким образом и на каком оборудовании он производится, является весьма энергоемким процессом.

Парогенераторы и паровые котлы – есть ли разница?

Четкого деления агрегатов, производящих пар, на парогенераторы и паровые котлы нет. По-

Таблица 1
Распределение спроса на парогенераторы по техническим характеристикам (расход пара)

Производительность пара (кг/ч)	% от общ. числа потр.
до 100	33
от 100 до 300	54
от 300 до 1000	12

Таблица 2
Распределение спроса на парогенераторы по техническим характеристикам (давление пара)

Рабочее давление пара (бар)	% от общ. числа потр.
от 0,5 до 3,0	39
от 2,0 до 7,0	42
от 6,0 до 12,0	6

нятие «парогенератор» используется в следующих случаях:

- агрегат не имеет собственной топки или иного источника энергии и использует для превращения воды в пар «стороннюю» энергию. Например, теплоноситель из контура атомного реактора или газообразные продукты сжигаемого в топке топлива;
- агрегат использует электроэнергию для превращения воды в пар (электропарогенератор);
- паропроизводительность агрегата не превышает 1000 кг пара в час;
- процесс производства пара из воды протекает в «змеевике», а не в экранных трубах и барабане, как это происходит в традиционном паровом котле.

Несмотря на это, в названиях многих отечественных парогенераторов фигурирует понятие *паровой котел*.

Какой выбрать парогенератор?

Выбирая какую-то конкретную модель парогенератора среди аналогов со сходными техническими характеристиками, необходимо отталкиваться от каких-либо характерных особенностей. Такими особенностями, или потребительскими характеристиками, можно считать следующие:

- дополнительные возможности регулирования выходных параметров пара – давления, влажности, расхода пара; а также возможность регулирования потребляемой парогенератором мощности в соответствии с текущими потребностями;
- наличие в конструкции парогенератора всех необходимых для его полноценной работы элементов, комплектующих;
- степень автоматизации процесса выработки пара, возможности аварийной сигнализации и т.п.;
- ремонтпригодность парогенератора, популярность и, как следствие, степень развития рынка запчастей и комплектующих к данной модели;
- современный внешний вид, удобство эксплуатации, доступность элементов регулировки процесса производства пара, отсутствие травмоопасных элементов конструкции.

В настоящее время можно разделить рынок парогенераторов малой мощности (и электропарогенераторов в том числе) на ряд секторов (табл. 1). Подобное разделение можно провести и по максимальному рабочему давлению парогенераторов (табл. 2).

Отечественная промышленность предлагает достаточно большой выбор электропарогенераторов. При этом обычно лишь один-два завода выпускают конкурирующие по своим техническим характеристикам агрегаты. Конструкции самих парогенераторов и сопутствующей автоматики, как правило, остались еще с советских времен.

На ряде предприятий, выпускающих парогенераторы, существует проблема качества изготовления имеющихся в производстве конструкций, что связано как с общим снижением качества сборки электропарогенераторов, так и с износом оборудования для их производства.

В настоящее время на рынке появляются и новые, недавно разработанные парогенераторы. К сожалению, «новый» не всегда означает «качественный». Если «старые» электропарогенераторы страдают в первую очередь от износа оборудования, на котором они производятся, и в меньшей степени – от качества самой сборки, то «новые» парогенераторы часто разрабатываются в кустарных условиях малокомпетентными в этой области людьми. Такие агрегаты хоть и имеют современный внешний вид, но по своим техническим параметрам зачастую хуже «старых».

Но не все так плохо. Существуют, хотя и в малом количестве, современные электропарогенераторы, снабженные новейшими средствами автоматики и контроля параметров пара, разработанные с учетом всех нормативных требований, изготовленные на действительно высоком технологическом уровне с использованием самого современного оборудования.

Регистрация парогенераторов в органах Госгортехнадзора

Данный вопрос чаще всего упускается из виду потребителем и «опускается» поставщиком. Сле-

дует отметить, что большой спектр энергетического оборудования, связанного с выработкой и потреблением пара, требует при вводе в эксплуатацию регистрации в органах Госгортехнадзора. Все паровые котлы паропроизводительностью более 1000 кг пара в час за редким исключением подлежат обязательной регистрации.

Иная ситуация с электропарогенераторами. В виду их относительно малой паропроизводительности Госгортехнадзор применяет специальную формулу для определения необходимости регистрации таких парогенераторов:

$$V[\text{м}^3] * (t_{\text{рабочая}} - 100) < 5$$

где $V[\text{м}^3]$ – объем камеры парообразования за вычетом объема греющих элементов (ТЭНов или электродов), выраженный в куб.м.

$t_{\text{рабочая}}$ – предполагаемая максимальная рабочая температура внутри камеры парообразования, выраженная в градусах Цельсия.

В случае выполнения данного условия электропарогенератор в регистрации *не нуждается*.

Электропарогенераторы – принципиальные конструктивные различия

Основное конструктивное различие электропарогенераторов состоит в том, каким образом электроэнергия преобразуется в тепловую.

Основные методы перевода электроэнергии в тепловую энергию пара:

- ТЭНовый нагрев – наиболее привычный, наглядный и не требующий дополнительных пояснений. Вода греется несколькими ТЭНами различной мощности;

- электродный нагрев. Вода – проводник электроэнергии. Подводя с помощью электродов напряжение к воде, мы заставляем протекать электрический ток непосредственно через воду. Джоулево тепло, выделяющееся при прохождении электротока через любой (в данном случае это вода) проводник, нагревает воду. Вопреки бытующему мнению, данный способ нагрева воды не опасен для людей в случае выполнения ими инструкции по эксплуатации;

- индукционный нагрев – нагрев воды с помощью высокочастотного излучателя. Данный способ аналогичен тому, как кипятится вода в обычной СВЧ-печи.

Особенности электродного, ТЭНового, индукционного нагрева

ТЭНовый нагрев

Положительные моменты:

- рубашка ТЭНа мало растворяется в нагреваемой воде и паре, не загрязняет пар про-

дуктами окисления металла, это становится особенно важным при предполагаемом контакте пара с пищевыми или особо чистыми продуктами;

- при использовании ТЭНа не играет особой роли электропроводность нагреваемой воды.

Отрицательные моменты:

- рубашка ТЭНа имеет весьма высокую температуру, что вызывает интенсивное отложение солей жесткости на поверхности ТЭНа (образуется накипь). Накипь снижает теплоотдачу с поверхности ТЭНа, что вызывает стремительный рост температуры внутри самого ТЭНа и, как следствие, его перегорание. Избежать этого можно только используя глубоко умягченную подпиточную воду, что весьма удорожает стоимость установки;

- мощность ТЭНового парогенератора может регулироваться только лишь включением или выключением ТЭНа целиком, т.е. ступенчато.

Электродный нагрев

Положительные моменты:

- температура поверхности электрода практически та же что и у самой воды. Это существенно снижает скорость отложения солей жесткости на поверхности электродов;

- электроды, будучи «кусками металла», не могут «гореть» и существенно долговечнее ТЭНов аналогичной мощности;

- используя электроды можно добиться плавной регулировки мощности парогенератора путем изменения площади соприкосновения электрода с нагреваемой водой;

- важным является то, что электродная группа существенно компактнее ТЭНовой группы аналогичной мощности, что позволяет парогенераторам мощностью свыше 100 кВт оставаться не подотчетными органам Госгортехнадзора;

- заметно меньшая стоимость парогенераторов, использующих электродный способ нагрева, по сравнению с ТЭНовыми парогенераторами.

Отрицательные моменты:

- растворение электродов в процессе эксплуатации. Это может быть важным в случае контактов пара с пищевыми продуктами или с особо чистыми средами.

Индукционный нагрев

Основным положительным моментом использования индукционного нагрева является отсутствие всякого контакта воды и пара с нагревательным устройством, что позволяет получить особо чистый «медицинский» пар.

Отрицательным моментом, перевешивающим пока все положительные, является относительно высокая стоимость самого парогенератора и высокая себестоимость получаемого с его помощью пара.

По материалам группы компаний «Берег»



А. Лабунский

НОВАЯ ЖИЗНЬ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА

Разработанная на московском предприятии НПК «Вектор» технология модернизации серийных водогрейных котлов позволяет заметно повысить их КПД и уменьшить эксплуатационные расходы

С проблемой обновления оборудования котельных сегодня нередко приходится сталкиваться руководителям самых различных организаций и служб на производстве и в жилищно-коммунальном секторе. Как в условиях все возрастающего спроса на тепло и горячую воду обеспечивать отопление, горячее водоснабжение? Что делать с типовыми водогрейными котлами малой мощности, которыми оснащены многие наши котельные?

Неплохо послужившие не год, и не два (иной раз и не один десяток лет) эти серийные котлы (такие, как «ЗИО», «НР», «УНИВЕРСАЛ», «ЭНЕРГИЯ» и др.) из-за своей относительно низкой производительности не соответствуют требованиям сегодняшнего дня. Особенно это ощущается в периоды «пиковых» нагрузок в сетях теплоснабжения, при подключении дополнительных потребителей тепла и горячей воды.

В этих случаях для соблюдения теплового графика приходится увеличивать расход газа в котельных, прибегая к т.н. сверхнормативному «пе-

режогу» газа. В результате нарастает износ оборудования, увеличиваются финансовые затраты

Идти же на замену оборудования – слишком дорого и многим сегодня «не по карману»

Вместе с тем во многих котельных отечественные водогрейные агрегаты нередко еще вполне работоспособны и могли бы послужить не один год.

При этом следует напомнить – котлы этих серий имеют и ряд несомненных достоинств. Они надежны и просты в эксплуатации, доступны при проведении ремонтных работ, их отличает невысокий уровень потребления электроэнергии, наконец, они бесшумны в работе.

По этим параметрам наши «старожилы» вполне отвечают современным требованиям и зачастую еще бы могли поработать, будь они помощнее.

И этому, оказывается, можно помочь, причем при относительно небольших конструктивных переделках и затратах.

Недавно специалистами московского научно-производственного комплекса «Вектор» была разработана и освоена в производстве новая оригинальная технология модернизации водогрейных котлов малой мощности, позволяющая заметно повысить технические характеристики таких котлов при снижении эксплуатационных расходов.

Цель работы заключалась в повышении КПД

котла с одновременным увеличением его производительности. Проведенный анализ условий улучшения теплообмена внутри водогрейного котла показал, что повышения теплосъема в котле можно достичь за счет изменения движения газовых потоков, а также за счет увеличения поверхности теплопередачи. При этом, как подчеркивают разработчики, необходимо учитывать конкретную конструкцию того или иного типа котла (его габариты, количество секций и их расположение), выбирая наиболее рациональные варианты модернизации агрегата.

Проведенные специалистами НПК «Вектор» оценка и анализ различных схем модернизации с учетом конструктивных особенностей того или иного типа котла позволили выявить наиболее перспективные варианты такой реконструкции.

Так, оценка возможных решений модернизации одного из наиболее распространенных типов водогрейных котлов – стального котла серии «НР-18» – рассматривалась разработчиками в рамках нескольких направлений:

- возможности установки дополнительных поверхностей нагрева в топочном пространстве;
- возможности установки в газоходах котла дополнительных перегородок (организация конвекционного лабиринта) для увеличения пути движения дымовых газов;
- увеличения мощности инжекционных горелок типа ИГК.

Результатом такого анализа стал конкретный проект модернизации водогрейного котла этой серии, реализованный на предприятии НПК «Вектор».

Реконструкция агрегата заключалась:

- в разборке обмуровки котла с тыльной стороны и в установке в топочном пространстве двух дополнительных трубных экранов,
- в устройстве четырех перегородок в дымоходах котла. Для этого снаружи на боковых поверхностях котла делались вертикальные штробы (по две с каждой стороны), через которые и были установлены межтрубные перегородки.

По окончании монтажных работ проем с тыльной стороны заделывался, обмуровка восстанавливалась.

Аналогичные проекты модернизации были разработаны и реализованы для ряда других серий водогрейных котлов. В основном, в котельных, обслуживаемых предприятием НПК «Вектор», которые стали своеобразным «испытательным полигоном» для новинок.

Как показали испытания, модернизация серийного котла, проведенная в соответствии разработанной технологией, позволяет значительно улучшить технико-экономические характеристики водогрейного агрегата.

Фактический КПД котла увеличивается на 10–12% за счет снижения потерь тепла с уходящими газами и выброса его в атмосферу, теплопроизводительность возрастает более чем в 1,5 раза, температура уходящих дымовых газов снижается на 90–110 °С, при этом уменьшается уровень выбросов токсичных оксидов азота.

В результате достигается весьма ощутимая экономия топлива – на 18–20 % уменьшается потребление газа на выработку 1 Гкал тепла. При этом продолжительность остановки котла на переоборудование не превышает 5–6 дней.

Расходы же на модернизацию невелики (достаточно сказать, что они во много раз меньше затрат на покупку и установку нового оборудования). Как показывает практика эксплуатации реконструированного котла, эти расходы с лихвой окупаются в течение одного отопительного сезона.

Разработчиками был также проведен технико-экономический анализ различных вариантов модернизации типовых котельных, который выявил высокую эффективность таких реконструкций (с учетом особенностей конструкции водогрейных котлов, различного количества котлов в котельной и графика их модернизации, возможности использования жидкого или твердого топлива – мазута, торфа, бурого или каменного угля).

Как показали расчеты, модернизация типовой котельной окупается менее чем за 1,5 года ее эксплуатации. Она требует не более 2-х месяцев монтажных работ и может быть проведена хозяйственным или подрядным способом. При этом разработчики рассматривали не только экономическую выгоду модернизации, но и возможность замены котельного парка с минимальными перво-

Таблица 1

Изменение основных характеристик водогрейного котла серии «НР-18» в результате реконструкции

Основные технико-экономические показатели котла «НР-18»	До модернизации	После модернизации
Теплопроизводительность Гкал/час	0,7	1,0
КПД котла, %	78	92
Расход условного топлива, кг у.т./Гкал	182	152
Температура уходящих газов, град. С	250	160

>> **Продолжение. Нач. на с. 22**

изоляцией из эпоксидной смолы с наполнителем, смешивание и заливка которой происходят в вакууме. Аппарат рассчитан на мощность до 3150 кВА и напряжение до 20 кВ.

В процессе его конструирования и производства компания Schneider Electric зарегистрировала два ключевых патента, защищающих ее приоритет в создании новой технологии намотки обмоток высокого напряжения и в разработке огнестойкой литой изоляции.

Отличительные черты конструкции

Магнитопровод трансформатора производится по технологии Step Lap из листов кремнийсодержащей стали с ориентированной структурой, изолированных минеральными окислами. Для повышения стойкости к агрессивным промышленным средам и тяжелым условиям эксплуатации магнитопровод покрыт слоем алкидной смолы.

Обмотка низкого напряжения изготавливается из алюминиевой или медной ленты (фольги), что гарантирует механическую прочность обмоток при температурных деформациях и аварийных токах короткого замыкания, многократно превышающих номинальный рабочий ток трансформатора. Это позволяет на порядок снизить потери на вихревые токи по сравнению с обычными обмотками. Такая технология упрощает конструкцию катушек, сокращает их общий объем и повышает коэффициент заполнения окна магнитной системы. При этом листовая форма обмотки улучшает теплопередачу и способствует снижению температуры наиболее нагретых точек.

Обмотка высокого напряжения выполняется из эмалированного алюминиевого или медного провода. Специально разработанная и защищенная патентом технология намотки обеспе-



начальными затратами за счет экономии топлива, т.е. снижения эксплуатационных затрат.

Нельзя не отметить, что новая технология модернизации серийных котлов не только выгодна по экономическим показателям, но и имеет ряд других важных достоинств.

Она позволяет:

- не изменять теплотехническую схему котельной;
- снизить количество котлов или увеличить мощность котельной;
- снизить расход топлива на производство 1 Гкал тепла;
- улучшить экологические показатели работы котельных.

Новая разработка прошла государственную сертификацию и рекомендована к практическому использованию в хозяйствах для повышения технических характеристик котлов малой мощности.

Сегодня уже накоплен опыт модернизация серийных водогрейных котлов с использованием разработанной технологии НПК «Вектор» на ряде предприятий в различных регионах страны.

В частности, такая реконструкция проводилась на московском предприятии НПК «Курс-ОТ», в котельной которого установлено 4 котла серии «НР-18» и 4 котла «Универсал-6».

В результате проведенной модернизации водогрейных котлов удалось существенно улучшить их характеристики, повысить КПД и теплопроизводительность, снизить расход топлива, улучшить экологические показатели работы котельной. В табл. 1 приводится изменение основных характеристик водо-

грейного котла серии «НР» в результате проведенной реконструкции.

В итоге проведенная реконструкция водогрейных котлов котельной позволила предприятию освоить дополнительную нагрузку при заметной экономии расхода газа. Эффективность модернизации подтверждается экспертным заключением «Энерготест ВТИ».

Итак, новая технология модернизации водогрейных котлов низкой мощности, разработанная отечественными специалистами, не требуя значительных финансовых и временных затрат, позволяет решить ряд важных проблем, возникающих в процессе эксплуатации котельных. Широкое ее использование открывает новые возможности в сфере энергосбережения, позволяет значительно сэкономить финансовые затраты на предприятиях, что особенно важно в условиях нехватки средств.

И еще об одной новинке, разработанной в НПК «Вектор», которая пригодится в котельных и теплоснабжающих организациях.

Специалистами НПК разработан антикоррозионный состав – покрытие «Вектор 1236» предназначенный для формирования защитного слоя на наружных и внутренних поверхностях дымовых труб и других металлоконструкций. За счет добавления в состав алюминиевой пудры, покрытие обладает отменными термостойкими свойствами. Рабочая температура эксплуатации покрытия достигает +170 °С, а кратковременно – до +220 °С.

Нанесенное вручную или механическим способом на поверхность металла (в том числе и ржавую), новое покрытие обеспечивают надежную и длительную защиту металла от атмосферного воздействия. Срок службы такого покрытия – 1825 лет.

Продолжение на с. 83 >>



ОСУШЕНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА

Применение сухого сжатого воздуха повышает экономичность работы пневматического оборудования.

На выходе конечного воздухоохладителя получают насыщенный воздух 100%-ной относительной влажности, который также содержит отдельные капли воды. Температура труб, как правило, ниже температуры воздуха, что приводит к образованию конденсата в воздухопроводе. Например, за 8 часов работы компрессора производительностью 130 л/сек., несмотря на применение эффективного воздухоохладителя с влагоотделителем, в воздухопроводе образуется 20 л. воды.

Наличие воды в воздухопроводе приводит к коррозии, утечкам и неправильной смазке пневмоинструмента, что, в свою очередь, обуславливает значительные затраты. Коррозию вызывает не только вода, но даже высокая относительная влажность воздуха (более 50%).

Во многих случаях (приборы, окрасочное оборудование, химические и электронные процессы) применение сухого сжатого воздуха является обязательным.

Как правило, применяют воздухоосушители следующих типов:

1. Холодильные осушители;
2. Адсорбционные осушители;
3. Сорбционные осушители.

1. В *холодильных осушителях* происходят охлаждение сжатого воздуха до +2 градуса (пневматическая точка росы) и отделение конденсата. В воздухо-воздушном теплообменнике охлажденный воздух нагревается до температуры, которая приблизительно на 10 градусов ниже температуры поступающего в осушитель воздуха. Это обеспечивает относительную влажность воздуха всего лишь 24% при температуре 25 градусов.



«ВОЗДУХЭНЕРГО»
ДАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНОЕ

- Компрессорное оборудование
- Запчасти. Ремонт
- Очистка. Сушка
- Фильтрация воздуха
- Системы “АЭРОЛОК”
- Консультации. Сервис





АРСЕНАЛ
ТОРГОВЫЙ ДОМ

195009, Санкт-Петербург, улица Комсомола 1-3
(812) 331-14-52, 541-85-23, 248-98-81, 248-98-86
Internet: www.A7.ru; e-mail: komp@A7.ru

При точке росы +2 градуса исключается образование конденсата в воздухопроводе, если его температура выше +2 градусов.

Размеры осушителя зависят от температуры поступающего воздуха и поэтому целесообразно предусмотреть эффективный концевой воздухоохладитель и хорошую систему вентиляции.

Пневматическая точка росы, т.е. температура насыщения под давлением, не всегда должна быть равной +2 градусам. Во многих случаях более важно, чтобы точка росы была на 13 градусов ниже температуры окружающей среды, например, в теплых районах точка росы + 10 градусов вполне достаточна для устранения коррозии.

2. Адсорбционный осушитель состоит из двух работающих попеременно сушильных колонн. В одной колонне происходит осушение воздуха, а в другой – регенерация адсорбента. В качестве адсорбента обычно применяют активированный кремнезем (Al_2O_3). Кремнезем отличается исключительно высокой пористостью (200–800 м³/г.). Благодаря такой пористости гранулы кремнезема адсорбируют не только капли воды, но также и молекулы воды. До достижения предела насыщения адсорбент подлежит регенерации, которая осуществляется с помощью тепла и/или сухого воздуха пониженного давления.

ВЫБОР ВОЗДУХОосушителя

В большинстве случаев экономически целесообразно использовать холодильный осушитель, который отличается надежностью эксплуатации и удобством технического обслуживания.

Если на отдельных участках воздухопровода температура ниже +2 градусов, рекомендуется использовать адсорбционные осушители, исключая опасность конденсации. При точке росы ниже +2 градусов применение адсорбционных осушителей обязательно.

При высокой температуре окружающей среды необходимо увеличить размеры холодильного осушителя.

УСТАНОВКА ВОЗДУХОосушителей

Перед подачей в осушитель необходимо максимально охладить сжатый воздух. Температура воздуха на входе не должна превышать 40 градусов.

В жарких районах с температурой окружающей среды около 40 градусов рекомендуется устанавливать дополнительный воздухоохладитель на выходе компрессора. Это позволит подавать воздух в осушитель при температуре приблизительно на 1 градус выше температуры окружающей среды.

Перед осушителем необходимо установить воздухосорбник, который выполняет функции влагоотделителя и, таким образом, снижает концентрацию воды.

Холодильные осушители обычно устанавливают без входного и выходного фильтров. Адсорбционные осушители обязательно оснащаются входным фильтром для очистки воздуха от масла и воды и выходным фильтром для удаления пыли. Необходимо также предусмотреть обводные трубы для всех осушителей.

При применении без масляных компрессоров следует использовать воздухопроводы с антикоррозионным покрытием или устанавливать воздухоосушитель, поскольку в данном случае внутри труб защитная масляная пленка не образуется.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

В большинстве случаев установка воздухоосушителя экономически оправдана. Большим преимуществом установки осушителей, который не всегда поддается количественной оценке, является экономия средств за счет сокращения непроизводительных простоев оборудования и повышения качества работы.

По материалам www.energomech.ru

В. Казиев



КОМПРЕССОРЫ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННЫЕ

ОТЕЧЕСТВЕННОЕ ИЛИ ЗАРУБЕЖНОЕ?

В настоящее время в России эксплуатируется около 400 тысяч промышленных компрессоров (в основном поршневых), которые вместе с насосами потребляют около 20% вырабатываемой в стране электроэнергии.

Для оценки потенциала отечественного рынка следует исходить из факта морального и физического износа большей части парка компрессорного оборудования, требующего замены или модернизации. Следует учитывать и другую хорошо известную особенность национального рынка – недостаток финансовых средств у потенциальных потребителей оборудования. Однако, несмотря на эту особенность, рынок компрессорного оборудования развивается динамично. Обновление компрессорного хозяйства происходит не только на предприятиях сырьевых отраслей, но и в пищевой, строительной промышленности, в машиностроении и даже, чего давно не наблюдалось, на предприятиях оборонно-промышленного комплекса.

Производством и выпуском компрессорного оборудования занимаются более 20 заводов в России и странах СНГ. Среди них ОАО – «Казань-компрессормаш», «Пензкомпрессормаш», «Невский завод», «Компрессорный завод» (г. Краснодар), «Дальэнергомаш» (г. Хабаровск), московские – «Борец» и «Компрессор», ЗАО НПП «Урал-компрессормаш», ОАО «Машиностроительный завод «Арсенал» (Санкт-Петербург) и другие.

Широко представлена на российском рынке и продукция зарубежных производителей компрес-

сорного оборудования – «Атлас Копко» (Швеция), «АБАК Групп», «Фини», «Фиак», «Боттарини» (Италия), «Гарднер Денвер» (Германия), «Ингерсол-Рэнд», «Дрессер-Рэнд» (США), «Атмос» (Чехия) и других производителей, занимающих более скромную нишу.

Конкуренция между зарубежными и отечественными фирмами-изготовителями и поставщиками растет. Отечественные производители компрессоров пока имеют шансы сохранить свою нишу на рынке за счет более низких цен. Но ненадолго.

Надежда на то, что потребитель заинтересован только в дешевизне продукции, может сыграть с российскими производителями компрессоров недобрую шутку. Точно так же, как самоупокоенность по поводу качества компрессоров. Возможно, соответствует действительности утверждение многих производителей о том, что отечественная продукция по качеству сопоставима с зарубежными аналогами. Но потребитель компрессорного оборудования ценит (и высоко) эксплуатационные характеристики компрессоров, наличие организации их сервисного обслуживания. Что вполне понятно, поскольку расходы на эксплуатацию компрессорного оборудования, напрямую связанные с экономичностью в потреблении электроэнергии, составляют немалую долю затрат.

В связи со сказанным повторим банальную истину о том, что цифры – вещь упрямая. По оценкам, масштабы поставок импортных компрессоров превышают в последние годы объемы отечественного производства в 4–5 раз. В минувшем году удельный вес отечественной продукции в

объемах продаж пользующихся у потребителя все большим спросом винтовых установок составил(в%):

установки с производительностью от 1 до 5 куб. м в минуту – около 9 %;

от 5 до 10 куб. м – примерно 45 %;

от 10 до 40 куб. м – порядка 21–22 %.

Исключение – группа компрессоров с производительностью от 20 до 40 куб. м, где рынок делится примерно пополам между ОАО «Пензкомпрессормаш» и «Атлас Копко». По остальным позициям лидерство этой шведской компании неоспоримо.

По мнению некоторых руководителей российских заводов, этому способствуют чрезвычайно низкие, на их взгляд, пошлины на ввоз компрессорного оборудования, составляющие 5%. В связи с решением России о вступлении во Всемирную торговую организацию ими ставится вопрос о необходимости повышения до 10%, а по отдельным позициям – до 15–20% ставок импортных таможенных пошлин на компрессорное оборудование на момент вступления России в ВТО и дифференцированного снижения их, но не ранее чем через 2–4 года после вступления.

Поможет ли это в долгосрочном соперничестве с ведущими зарубежными производителями и поставщиками компрессорного оборудования, сказать с уверенностью нельзя.

Думается, что по мере роста российской экономики и повышения платежеспособности спрос отечественных потребителей на надежную продукцию будет расти, так как заинтересованность в высоком качестве изделий и хорошо организованном сервисном обслуживании оборудования будет существовать всегда. Даже если за это заплатить более высокую цену.

ПОРА ОПРЕДЕЛИТЬСЯ

Впрочем, отечественные производители, понимая всю сложность положения, в котором они оказались, в последнее время предпринимают реальные действия по модернизации оборудования, внедрению систем качества, снижению энергопотребления компрессорных установок, реализации новых технических решений и т. п.

Большинство из них, если не всех, не устраивает явно недостаточная координация работы в отрасли. Сегодня многие предприятия выпускают одновременно и компрессорную, и холодильную технику, дублируется тематика конструкторских бюро и производство однотипной продукции. На рынке, по замечанию одного из руководителей маркетинговых служб, состояние междуусобицы, хотя давно пора определиться и специализироваться на более узкой номенклатуре изделий. По мнению зарубежных поставщиков, российским производителям надо прежде всего грамотно рек-

ламирывать свою продукцию и научиться ею торговать.

Это касается и компрессоров специального применения (для нефтедобывающей, химической, металлургической и других отраслей промышленности) и так называемых общепромышленных.

ПОРШЕНЬ МЕНЯЕМ НА ВИНТ

Компрессоры общего назначения применяются практически во всех отраслях промышленности независимо от конструктивного исполнения: поршневые, центробежные, винтовые... Многие относят к ним компрессоры с давлением до 9 атмосфер. Ведущие зарубежные производители в качестве общепромышленных рассматривают только те компрессоры, которые применяются в серийном производстве, и исключают из их числа компрессоры для небольших цехов и мастерских.

На сегодняшний день для больших объемов перекачки, в основном газа, используются центробежные компрессоры. Наибольшее распространение получили поршневые компрессоры, которые используют для меньших объемов. Но постепенно они заменяются винтовыми в силу того, что те просты в обслуживании и экономичнее. У винтовых компрессоров более низкие затраты на ремонт и обслуживание (могут работать в автоматическом режиме и частотном регулировании двигателя), не требуют фундамента, надежность и долговечность обуславливаются отсутствием трущихся частей, издают меньший шум, имеют меньшие габариты, получают высокое качество воздуха. Кроме того, в них удобный доступ ко всем компонентам компрессора.

Роторно-пластинчатые компрессоры имеют ограниченное применение. Жидкостно-кольцевые используют в основном в фармацевтической и пищевой промышленности, то есть в чистых производствах – «без капли масла». Воздуходувки – компрессоры с небольшим давлением – предназначены для сыпучих материалов.

ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Ведущим мировым производителем поршневых воздушных компрессоров является компания «АВАС Group» («АБАК групп»). В ее состав входят семь заводов, расположенных в Германии, Италии и США, выпускающих 3700 компрессоров в день. Компания экспортирует свою продукцию в 123 страны мира. «АВАС Group» производит компрессорную технику в широком диапазоне мощностей – от 1,1 до 400 кВт.

Продуктовая линейка поршневых компрессоров «АВАС Group» включает: компрессоры безмасляные коаксиальные, масляные коаксиальные одноцилиндровые, масляные коаксиальные с

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

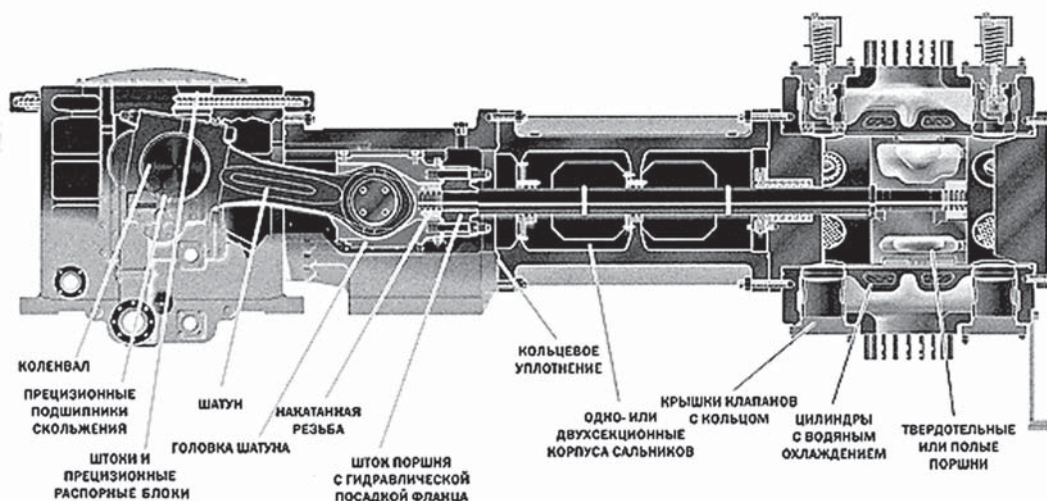


Рис 1

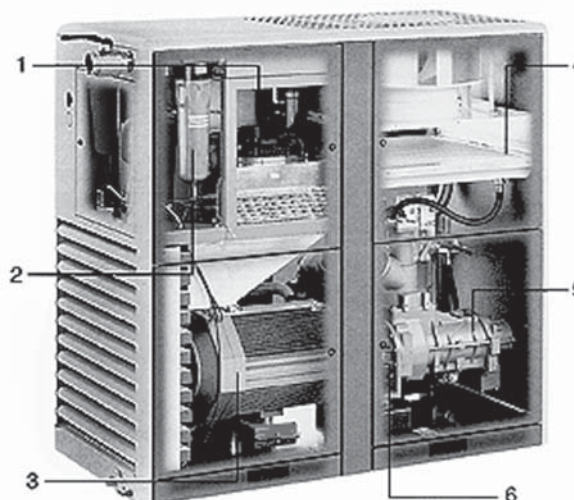
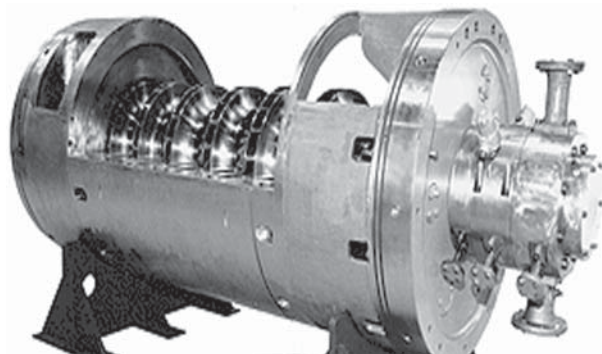
цилиндрами из литого чугуна, ременные одноступенчатые, ременные двухступенчатые.

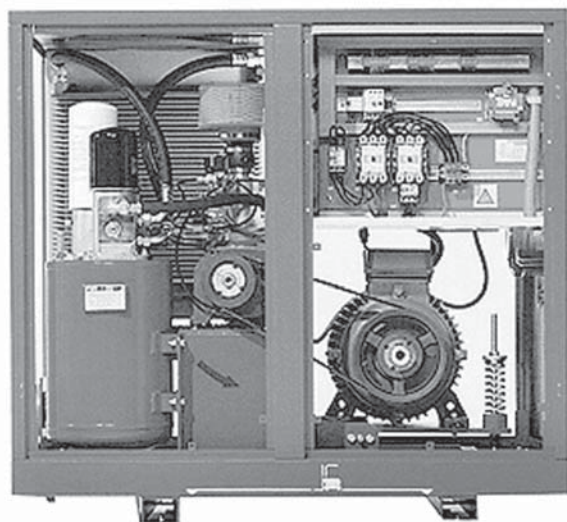
Фирма «Дрессер-Рэнд» имеет 100-летнюю историю. Она поставила более 10 тысяч поршневых компрессоров и 18 тысяч газомотокомпрессоров для самых различных отраслей: нефтепереработки, химии, металлургии и других областей промышленного производства. Первый компрессор класса ННЕ был создан более пятидесяти лет назад. Компрессоры этого класса зарекомендовали себя надежными агрегатами для тяжелых условий эксплуатации.

Современные компрессоры ННЕ и ВДС (рис. 1) обладают мощностью от 200 до 45000 л. с., могут иметь шаг до 17 дюймов и включать до 10 колен. Например, модификация ННЕ-FB может иметь нагрузку на шток до 133,4 кН, газовую нагрузку до 160,1 кН. Соответствуя техническим условиям API-618, ННЕ-FB может поставляться со стандартными длинами хода 8,5; 10; 11 или 12 дюймов (216, 254, 279 или 305 мм) в варианте как с двумя, так и с четырьмя рядами.

ОАО «Пензкомпрессормаш» выпускает поршневые компрессоры серии НВЭ, ВВ, 1ВВ, 6ВВ и 7ВВ. Они предназначены для обеспечения сжатым воздухом пневмосистем предприятий. В зависимости от марки компрессоры выпускаются с водяным и воздушным охлаждением масла и воздуха и устанавливаются в помещении с температурой не ниже 10°C.

ОАО «Борец» производит около 70 компрессорных установок с основными параметрами: давление нагнетания – до 400 атмосфер; производительность – от 4 до 54 куб. м в минуту. В типовой комплект поставки входят: компрессор с электродвигателем; промежуточный и концевой газоохладители; станция управления; система автоматики.





Следует отметить, что в общем объеме продаж поршневых компрессоров весьма значительную долю занимают запчасти, в связи с постепенной заменой поршневых компрессоров на более экономичные винтовые.

ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Центробежные компрессоры производительностью 18...250 куб. м в минуту и давлением до 45 МПа выпускают немногие заводы. Основным отечественным производителем центробежных компрессоров является ОАО «Казанькомпрессормаш», хотя они составляют лишь незначительную часть всей номенклатуры предприятия. Не менее известны АО «Невский завод» и ОАО «Дальэнергомаш».

АО «НИИтурбокомпрессор», с которым «Казанькомпрессормаш» работает много лет в содружестве, разработало и изготовило центробежную компрессорную установку средней производительности для газлифта с мощностью привода 4 МВт. Эта компрессорная установка 211 ГЦ2-75/5-115 производительностью 500 тыс. нм³/сут. с конечным давлением 11,5 МПа успешно эксплуатируется на кустовой станции «3/1» Самотлорского месторождения. В настоящее время завод приступил к производству турбокомпрессоров для РАО «Газпром».

Уже упоминавшаяся фирма «Дрессер-Рэнд» разработала серию центробежных компрессоров «Datum» (рис. 2) производительностью от 9200 до 442000 куб. м в час.

ВИНТОВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Фирма «Атлас Копко», несмотря на то что компрессоры этой фирмы стоят примерно в 2 раза дороже отечественных, – абсолютный лидер про-

даж на российском рынке. Ее стационарные винтовые компрессоры серии GA (рис. 3: 1 – осушитель хладагента; 2 – воздушный фильтр; 3 – электродвигатель; 4 – охладитель; 5 – винтовой элемент; 6 – привод) представляют собой маслозаполненные компрессоры воздушного охлаждения. Встроенная в компрессор система холодной осушки обеспечивает отсутствие влаги в воздушных сетях. Полностью автоматическое регулирование, система управления нагрузкой-разгрузкой в комбинации с временным отключением, гарантирует производство оптимально необходимого количества сжатого воздуха. Широкий спектр опций позволяет подобрать конфигурацию, максимально приближенную к требованиям потребителя. Компрессоры выполнены в виде модуля, готового к работе. Низкий уровень вибрации и шума позволяет устанавливать компрессоры в любых помещениях без каких-либо специальных требований, фундамента и предварительных подготовительных работ, что, в свою очередь, ведет к отсутствию затрат на установку компрессора. Трехступенчатая система сепарации масла (центрифуга, отделитель и фильтр) практически полностью удаляет масло из сжатого воздуха, обеспечивая его содержание на уровне 2 мг/куб. м и исключает ежегодным техническим обслуживанием. Встро-



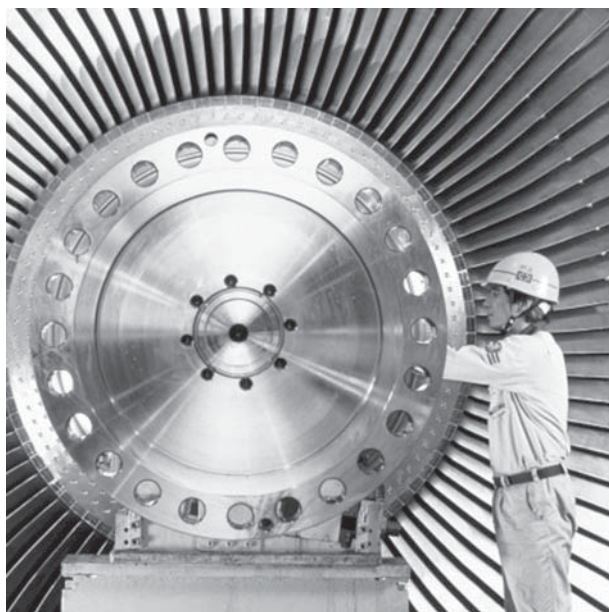
ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ



енная осушка охлаждающего типа обеспечивает точку росы на уровне +2...+3шС и защищает сети от конденсации влаги.

Варианты поставки: с воздушным или водяным охлаждением; со встроенной осушкой FF; с электронным или электронно-пневматическим управлением; в компактном или стандартном исполнении. Максимальная мощность привода – 750 кВт.

В полноопционную модель компрессора FF входит система управления, контроля и защиты Elektronicon, которая обеспечивает оптимальные параметры работы системы и минимальную стоимость эксплуатации компрессора. Модификация VCD оборудована автоматической системой регулирования частоты электропривода. Есть и другие модификации: SP – с электропневматической регулировкой подачи сжатого воздуха, SFF – со встроенным рефрижераторным осушителем воздуха, P – с циклонным влагоотделителем.



ШТОРМ НА РЫНКЕ

Серия воздушных винтовых компрессоров «Шторм» производится на заводе «Борец». Эти компрессоры производительностью от 0,5 до 40 куб. м в минуту обладают такими достоинствами, как: надежность, удобство в эксплуатации, малые габариты, простота обслуживания, низкий уровень шума и др. Они могут быть исполнены для любого климатического пояса и отличаются высоким качеством сжатого воздуха.

Компрессор работает в автоматическом режиме. При отсутствии потребности в сжатом воздухе он переключается в режим ожидания с отключением электродвигателя, что позволяет экономить электроэнергию. Управление компрессором осуществляется микропроцессорным контроллером, позволяющим регулировать давление нагнетания с шагом 0,1 атмосферы. Одновременно контроллер отображает всю необходимую информацию о работе компрессора.

У винтовых компрессоров «Шторм» (рис. 5) нет аналогов среди установок, производимых в России. При желании заказчика завод, как и в случае с поршневыми компрессорами, обеспечивает шеф-монтаж, поставку комплекта запасных частей, гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание оборудования.

ДОСТУПНО ПО ЦЕНЕ

Начиная с 1980 года к выпуску винтовых компрессоров приступила и фирма ABAC Group. С 2001 года на российский рынок стала поступать серия винтовых компрессоров «Zenith», наиболее доступная по цене и специально разработанная для использования на небольших производствах.

Мощные высокопроизводительные винтовые компрессоры станции серий «OPUS», «Allegro», «VG» производят на заводах немецкой компании ALUP, входящей в состав ABAC Group и выпускающей компрессорное оборудование с 1923 года. Высокопроизводительная компрессорная станция «Allegro» (ABAC Group) – серийно выпускаемая компрессорная станция с регулируемым числом оборотов, обладающая повышенным КПД, экономя-

щая, по заявлению производителя, до 35% электроэнергии по сравнению с традиционными компрессорными станциями, позволяющая выбрать оптимальное рабочее давление в диапазоне от 5 до 13 бар с шагом 0,1 бар.

Стремясь занять эту нишу рынка, Шведская фирма «Атлас Копко» создала серию компрессоров GX 5-11 мощностью 5,5-11 кВт, по цене, сравнимой с ценами других, прежде всего итальянских, производителей (рис. 6). Производитель считает, что этот компрессор идеален для различных мастерских и небольших производственных цехов. Он специально спроектирован для легкого и быстрого технического обслуживания, но применение в нем стандартных винтовых элементов и технологии более мощных промышленных компрессоров делает его высоконадежным агрегатом.

ПЕРЕДВИЖНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Когда заходит речь о передвижных компрессорных станциях, в первую очередь возникает легко узнаваемый образ (рис. 7). Это – передвижная компрессорная станция с дизельным приводом на колесах. Ее назначение: для строительства и капитального ремонта зданий, сооружений; дорожных и земляных работ. Выпускает эту станцию АО «Машиностроительный завод 'Арсенал'». Компрессоры марки «ЗИФ» давно зарекомендовали себя как надежные и неприхотливые, обладающие повышенным ресурсом работы, с коротким сроком окупаемости капитальных вложений (компрессор окупается за 18 суток при объеме выполняемых работ от 1 млн. рублей).

По желанию заказчика станции можно укомплектовать дизельными двигателями воздушного или водяного охлаждения и обеспечить поставку без шасси.

А следующие передвижные станции можно с полным основанием отнести как к специальным, так и общепромышленным. Дело в том, что они созданы, с одной стороны, специально для пожаро- и взрывоопасных работ, с другой – находят применение при ремонте оборудования во многих отраслях промышленности. Они предназначены для разделения воздуха и получения инертной смеси, основу которой составляет азот. Различные варианты этих станций выпускаются несколькими отечественными предприятиями, в частности ОАО «Компрессорный завод».

Станции СДА производительностью от 5 до 20 куб. м в минуту инертной азотной смеси и конечным давлением от 100 до 250 кгс/кв. см основаны на новейших мембранно-сорбционных технологиях. Они комплектуются газоразделительными блоками, работающими по методу коротко-

цикловой адсорбции без нагрева или по методу мембранного разделения воздуха.

Все оборудование станций смонтировано на общей раме, которая устанавливается на шасси автомобиля (КамАЗ, КрАЗ или Урал) – СДА (рис. 8) или на салазки – НДА. Станция состоит из двух блоков: компрессорного и газоразделительного. Компрессорный блок – это компрессор высокого давления, приводной дизель, блок охлаждения масла дизеля и системы охлаждения компрессора. Системы охлаждения дизеля и компрессора отдельные, замкнутые.

Газоразделительный блок предназначен для получения азотной газовой смеси из воздуха, поступающего из компрессора, и включает в себя адсорбер, газоразделительные аппараты, блок управления и приборы контроля концентрации кислорода в газовой смеси.

В заключение хотелось бы заметить, что объем журнальной статьи не позволяет рассказать в одном номере обо всех предприятиях и фирмах, работающих на российском рынке компрессорного оборудования, о достоинствах и недостатках этого оборудования, о проблемах развития отечественного компрессоростроения. Разговор об этом будет продолжен в дальнейших выпусках рубрики. При этом мы надеемся на участие в нем всех заинтересованных читателей: разработчиков, производителей, маркетологов и потребителей.





ТИПОВЫЕ ОБЪЕКТЫ ЭНЕРГОАУДИТА И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

№	Наименование объекта	Измеряемые параметры/ анализируемые характеристики/ ответственные места	Возможные рекомендации по энергосбережению
1	Распределительные пункты и трансформаторы	Измеряются суточные и недельные графики напряжений, токов, активной и реактивной мощности по отдельным трансформаторам и фидерам, температуры контактов и проводников Анализируются пиковая мощность, коэффициент загрузки трансформаторов и кабелей, не симметрия фаз, $\cos \phi$, нестабильность напряжения, гармонические искажения	Выравнивание графика нагрузки. Более полная загрузка трансформаторов, установка фильтров, стабилизаторов и компенсаторов реактивной мощности, установка диспетчерских систем. Симметрирование фаз
2	Электропривод	Измеряются суточные и недельные графики напряжений, токов, активной и реактивной мощности, коэффициенты гармоник, скорость вращения, крутящий момент Анализируются пиковая мощность, $\cos \phi$, соответствие нагрузки и мощности двигателя, время холостого хода	Установка двигателей соответствующей мощности, двигателей повышенной экономичности. Применение контроллеров мягкого пуска, частотно регулируемого привода, таймеров холостого хода, статических компенсаторов реактивной мощности и фильтров
3	Котлы	Измеряются режимные параметры, состав дымовых газов в различных точках, давления в топке и тракте котла, температура воды в различных точках, температура воздуха, параметры пара, качество питательной и продувочной воды, температуры наружных поверхностей по всему тракту,	Настройка режимов котла, применение автоматических регуляторов, теплоизоляция наружных поверхностей, уплотнение клапанов и тракта, забор воздуха из помещения котельной, внедрение непрерывной автоматической продувки, утилизация тепла дымовых газов и продувочной воды,

4	Печи	<p>характеристики электропривода насосов, вентиляторов и дымососов.</p> <p>Анализируются избыток воздуха, КПД, состояние изоляции и потери излучением, потери с дымовыми газами и продувочной водой, общий тепловой баланс, присосы по тракту, уровень атмосферных выбросов</p> <p>Для газовых печей измеряются режимные параметры, состав дымовых газов в различных точках, давления в топке и тракте печи.</p> <p>Для электрических (резистивных) печей измеряется график активной нагрузки, для индуктивных и дуговых печей – дополнительно реактивная нагрузка и параметры качества электроэнергии.</p> <p>Измеряются масса, теплоемкость, скорость или частота загрузки, температуры наружных поверхностей по всему тракту, расход и температуры охлаждающей воды в на входе и выходе, характеристики электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов</p> <p>Анализируются избыток воздуха, КПД, состояние изоляции и потери излучением, потери с дымовыми газами, общий тепловой баланс, присосы по тракту, уровень атмосферных выбросов</p>	<p>модернизация электропривода насосов, вентиляторов и дымососов</p> <p>Для котельной – оптимизация графика работы котлов</p> <p>Настройка топочных режимов, применение автоматических регуляторов, теплоизоляция наружных поверхностей, уплотнение заслонок и тракта, забор воздуха из помещения цеха, утилизация тепла дымовых газов. Установка регенераторов и регенеративных горелок</p> <p>Предварительный подогрев шихты за счет утилизируемого тепла.</p> <p>Для электропечей – установка фильтров и компенсаторов реактивной мощности</p> <p>Оптимизация графика работы, сокращение времени и нагрузки при простое</p> <p>Сокращение расхода охлаждающей воды. Установка регулятора.</p> <p>Модернизация электропривода вытяжных вентиляторов и дымососов</p>
5	Бойлеры, теплообменники	<p>Входная и выходная температуры теплоносителей, расходы и перепады давления, наружная температура поверхности, состояние изоляции, КПД, потери тепла</p>	<p>Промывка теплообменника, изоляция трубопроводов и наружных поверхностей</p> <p>Установка пластинчатых теплообменников</p>
6	Паровые системы	<p>Температура и давление пара, наличие и состояние конденсатоотводчиков, состояние изоляции, утечки, наличие воздуха и неконденсируемых газов, пролетный пар, возврат конденсата</p>	<p>Теплоизоляция и устранение утечек. Установка конденсатоотводчиков, исключение острого пара, сбор и возврат конденсата, утилизация тепла конденсата, замена пара на воду</p>
7	Сжатый воздух	<p>Характеристики электропривода, загрузка компрессоров, системы регулирования давления, соответствие диаметров воздухопроводов расходу воздуха, наличие конденсата, утечки, давление у потребителя.</p> <p>Система охлаждения: расход и температуры охлаждающей воды на входе и выходе, состояние гра-</p>	<p>Устранение утечек, осушение воздуха, оптимизация системы распределения воздуха</p> <p>Установка систем регулирования давления, секционирование компрессоров, межступенчатое охлаждение, ограничение расхода охлаждающей воды.</p> <p>Применение тепловых насосов</p> <p>Модернизация электропривода</p>

8	Отопление, вентиляция и кондиционирование	<p>дирен, объем подпитки, утечки</p> <p>Расход теплоносителя, характеристики электропривода насосов и вентиляторов прямая и обратная температуры, системы регулирования, теплообменники, температура и влажность воздуха в помещениях и снаружи, инфильтрация, кратность воздухообмена, рециркуляция</p>	<p>Применение экономичных компрессоров</p> <p>Теплоизоляция трубопроводов, теплообменников и арматуры, устранение утечек Внедрение центральных и индивидуальных регуляторов, рекуперация вентиляционного тепла. Системы газового отопления, радиационное отопление</p>
9	Освещение	Соответствие уровня освещенности категории помещения и рабочему месту, состояние окон, и осветительных приборов	Использование естественного и местного освещения, замена ламп накаливания на экономичные типы ламп, системы регулирования, детекторы присутствия, таймеры, секционирование осветительных сетей
10	Водоснабжение	Утечки и непроизводительные потери, соответствие качества воды технологическим требованиям Характеристики электропривода насосов	Устранение утечек, применение экономичной арматуры Замена на более дешевую воду (техническую, артезианскую, обратную) Применение сухих градирен Модернизация электропривода насосов
11	Холодильные установки	Характеристики электропривода компрессоров, вентиляторов и насосов, системы регулирования температуры у потребителя, соблюдение параметров холодильного цикла (настройка дросселей), уровень жидкости в конденсаторе и испарителе, наличие воздуха в холодильном контуре, обмерзание холодных поверхностей, состояние теплоизоляции трубопроводов и камер, расход охлаждающей воды и температуры на входе и выходе, состояние градирен и трубопроводов обратного цикла, величина подпитки	Устранение воздуха из хладагента и заполнение системы до нужного уровня. Очистка холодных поверхностей Установка систем регулирования температуры Теплоизоляция трубопроводов и камер, установка пластиковых штор Снижение расхода охлаждающей воды и величины подпитки Модернизация электропривода компрессоров Установка тепловых насосов
12	Здания	Качество изоляции ограждающих конструкций, остекление, уплотнение дверных и оконных проемов Комплексно исследуются системы отопления, вентиляции и кондиционирования, освещения и водоснабжения	Дополнительная изоляция стен и перекрытий, тройное и вакуумное остекление Модернизация систем отопления, вентиляции и кондиционирования, освещения и водоснабжения Установка интегрированных систем управления оборудованием зданий

Источник: <http://www.negawatt.energy.ru/>



К. Пивоваров,
главный системный
архитектор направления
«Системы управления
производством»,
«Программ Лайн»,
группа компаний
«Микротест»

ОТ УПРАВЛЕНИЯ РЕМОНТАМИ К ОРГАНИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОГО ПАРТНЕРСТВА ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При покупке технологического оборудования основными критериями являются показатели совокупной стоимости владения этим оборудованием и отдачи от него. Совокупная стоимость складывается из затрат на приобретение, установку и наладку, затрат на содержание, ремонты, закупку расходных материалов и запчастей и т.д. Отдача от оборудования снижается из-за простоев, вынужденных и регламентных ремонтов, сбоев в снабжении запчастями, расходными материалами и т.д.

Каким образом можно управлять этими показателями? Можно ли еще при заказе оборудования планировать, во что обойдется не только его покупка, но и вся дальнейшая его эксплуатация? Как сократить расходы на оборудование без снижения качества его эксплуатации?

В данной статье делается попытка ответить на эти и другие вопросы. Статья посвящена проблемам организации эффективного взаимодействия поставщиков и потребителей сложного энергетического оборудования на всех этапах этого взаимодействия – выработки требований и заказа оборудования, производства, отгрузки, установки, наладки и пуска, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах, модернизации, демонтаже и утилизации. Рассматриваются возможность и выгоды применения информационных систем управления, обеспечивающих такое взаимодействие, принципы их построения.

Как только речь заходит о взаимоотношениях между поставщиком какой-либо продукции или услуги и их потребителем, все аспекты и проблемы такого взаимодействия неизбежно сводят-

ся к одному универсальному показателю – качеству. Современные представления о качестве, зафиксированные в соответствующих международных стандартах (ISO 9000 – 9004), трактуют этот термин как степень удовлетворенности потребителя. Столь общее определение скрывает за собой массу вещей, таких, как высокий, отвечающий запросам потребителя, уровень тактико-технических характеристик (ТТХ) изделия; надежность; приемлемая и адекватная стоимость; уровень сервиса при продаже, установке, настройке и запуске, обучении персонала; сложность и стоимость эксплуатации, обслуживания и ремонтов; доступность расходных материалов и запчастей и т.д. Более того, этот список требований расширяется из года в год. Выполнение столь массивного списка не под силу лишь одному непосредственному поставщику оборудования, т.к. эти требования касаются всех, кто так или иначе вовлечен в процесс создания, продажи и эксплуатации оборудования – конструкторов, технологов, производителей, поставщиков и подрядчиков, продавцов и наладчиков, ремонтников и т.д. Завод-изготовитель может очень качественно изготовить изделие, при проектировании которого не были учтены особенности эксплуатации этого изделия в условиях реального заказчика или используются комплектующие, которые «днем с огнем» не найдешь в регионе этого заказчика, и в сумме получается неудовлетворенный клиент! Да и сам клиент может тратить необоснованно много средств на обслуживание и ремонты даже очень качественного купленного оборудования. Можно, конечно, выдерживать позицию ответственности только за свой фронт работ, но когда заказчик купит аналогичное оборудование у других поставщиков, плохо будет всем.

На сегодняшний день можно (с определенными оговорками) утверждать, что все проблемы потребителя продукции (которую он в случае наличия этих проблем имеет полное право называть некачественной) связаны не с тем, что кто-то в цепочке создания продукции плохо делает свою работу, а с тем, что нет единого механизма управления всем совокупным качеством продукции, от этапа создания прообраза продукции, через проектирование, изготовление и поставку к эксплуатации и обслуживанию. Причем причины неудовлетворенности потребителя могут скрываться и в нем самом, в том, как он эксплуатирует и обслуживает свое оборудование. «Спасение утопающих – дело рук самих утопающих!». В данном контексте это означает, что потребитель продукции точно такой же участник жизненного цикла изделия (ЖЦИ), как и все ос-

тальные и на равных участвует в формировании совокупного качества своего оборудования как на этапе выработки требований к нему, так и на этапе эксплуатации и обслуживания. Организации не могут и не должны отвечать за качество работы своих смежников, поставщиков, партнеров и клиентов, но они вправе так организовать всю эту цепочку, чтобы все стремились к одной единой цели – удовлетворению конечного потребителя.

Итак, решение возможных проблем потребителя с приобретением им оборудования сводится к организации эффективного управления совокупным качеством этого оборудования. Каким же образом можно это организовать?

Концепция управления ЖЦИ

Одним из основных направлений организации эффективного управления качеством является представление о продукте не как об объекте простого товарно-денежного обращения (купил – добавил стоимость – продал), а как об объекте, имеющим свой жизненный цикл, от момента зарождения идеи о продукте, через воплощение и использование этой идеи и до его «смерти». В этом случае качество продукта должно рассматриваться как параметр всего жизненного цикла изделия (ЖЦИ), а не только отдельных его этапов. Только при таком подходе можно добиться того, чтобы каждый участник ЖЦИ на каждом из его этапов (при проектировании, изготовлении, продаже, эксплуатации, обслуживании, ремонтах, утилизации и т.д.) был ориентирован и стремился к достижению единой цели – удовлетворенности конечного потребителя.

Концепция управления ЖЦИ базируется на представлении об изделии как едином информационном объекте, вокруг которого происходят различные процессы – разработка, производство, эксплуатация, ремонты и т.д., каждый из которых использует и добавляет ту или иную информацию об изделии. Процессы происходят в различных организациях, с привлечением различных ресурсов, но все они логически выстраиваются в одну цепочку – жизненный цикл.

Увязывая друг с другом управление процессами на различных этапах, возможно добиться сквозного управления ЖЦИ, т.е. согласованного планирования по всем аспектам деятельности, согласованного управления качеством, оптимизации затрат и снижения себестоимости продукции. Партнерские отношения между разработчиками, поставщиками, производителями и потребителями в таких условиях становятся не

просто юридическим термином, а обретают должный смысл – достижение своих целей за счет достижения общих.

Историческая справка

Концепция управления ЖЦИ в момент своего зарождения оформилась в виде технологии, называемой CALS (Continuous Acquisition and Lifecycle Support, непрерывная информационная поддержка ЖЦИ). CALS технологии зародились в середине 80-х годов в США как реакция на возрастающую сложность и многофакторность взаимоотношений между Пентагоном, государственными институтами и различными поставщиками военной техники. Основной миссией новых технологий должно было стать создание стандартного механизма организации такого взаимодействия, который позволил бы упростить процедуры закупок, поставок, эксплуатации, обслуживания и ремонтов военной техники, снизить расходы на всех этапах, сократить время ввода в строй новых видов вооружения, повысить его качество.

В соответствии с CALS технологиями поставленные цели достигались за счет сквозного управления данными, необходимыми для проведения работ по всем этапам жизненного цикла военной техники, от момента выработки требований к ней, через проектирование, производство, эксплуатацию и вплоть до утилизации. При этом основой применения технологий в услови-

ях длительных (до 50 лет) жизненных циклов техники и разнообразности партнеров (поставщиков, ремонтных и обслуживающих организаций и т.д.) должен был стать набор стандартов на представление данных об изделии. Основным стандартом CALS технологий стал стандарт ISO 10303 (STEP), а работы по дальнейшей стандартизации ведутся рабочим комитетом ISO TC 184/SC4.

Роль информатизации в управлении ЖЦИ

Сложность и разнотипность современного оборудования, объем и разнообразие данных, необходимых для полноценного управления на всех этапах его эксплуатации, все более ускоряющийся деловой темп делают практически невозможным решение задач управления без применения информационных систем (ИС), т.е. без организации единого информационного пространства между участниками ЖЦИ в части обмена данными об изделии. Основной принцип здесь: «Один раз создал – много раз использовал». Сам обмен данными не должен накладывать никаких ограничений на процедуры взаимодействия – ни по времени, ни по рискам обмена ошибочными данными. Эти требования также не могут быть соблюдены без применения ИС.

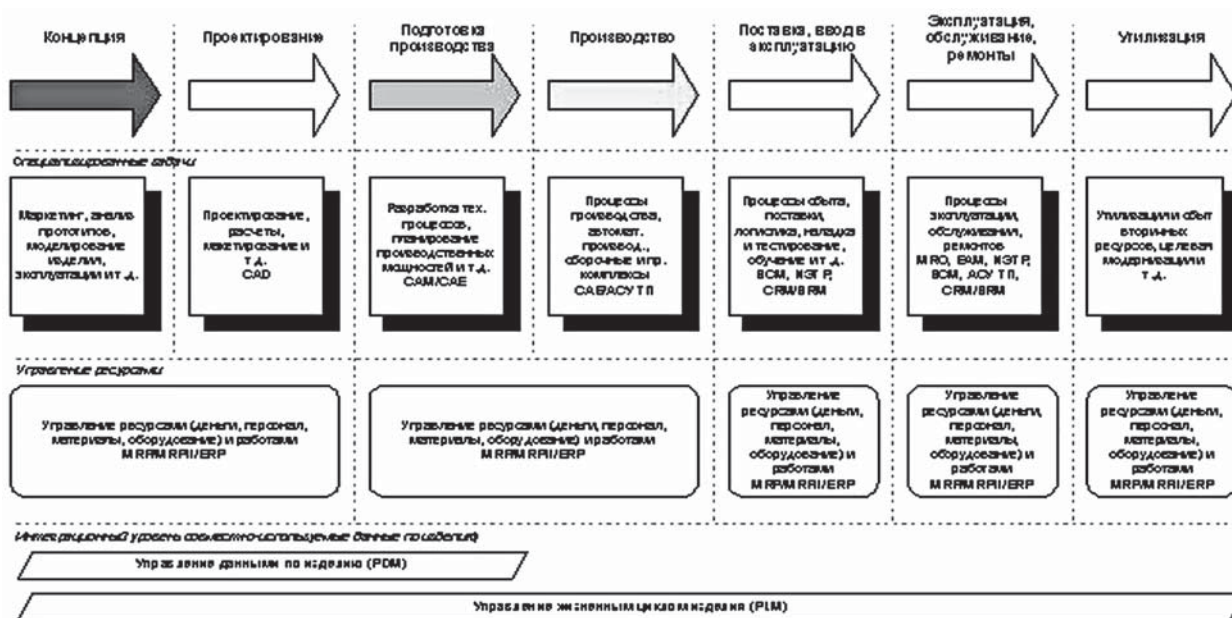


Рис. 1. Архитектура единой ИС управления ЖЦИ

Однако роль ИС не должна сводиться только к накоплению, обработке и передаче данных. ИС предназначены для автоматизации управления, и ее роль может и должна быть гораздо глубже. ИС могут стать беспристрастным, недремлющим и всевидящим контролером, оценивающим по заданным параметрам состояние оборудования, исполняемые с ним и над ним операции, качество их исполнения, понесенные затраты. ИС может определять и прогнозировать возникновение различных ситуаций и реагировать на них. С помощью ИС можно и нужно строить полностью замкнутые контуры управления любыми процессами по ходу ЖЦИ – от анализа и планирования, через учет и контроль к регулированию и опять к анализу. Только такое участие ИС в управлении деятельностью предприятия позволит получать реальную отдачу от их внедрения – повышать качество, сокращать издержки, увеличивать прибыль.

Общая архитектура ИС управления ЖЦИ

Единая ИС управления ЖЦИ состоит из нескольких самостоятельных систем, решающих круг задач в соответствии с тем или иным этапом ЖЦИ как специфических для данного этапа, так и общих, связанных с управлением ресурсами и работами на этом этапе.

На рис. 1 показаны типы таких систем. В единую систему управления ЖЦИ их объединяет интеграционный уровень – системы класса PDM (управление данными об изделии) и PLM (управление жизненным циклом изделия). Интеграция может быть различной глубины – только в части данных об изделии, в части данных и функциональности, необходимых для совместного планирования производства (концепция SCM – управление цепочками поставок) и т.д.

Управление эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтами оборудования – начинать логичнее с конца

Во всей этой цепочке есть два этапа, которые исторически наиболее интересны потребителю оборудования – это приобретение оборудования и его эксплуатация. Именно на этих этапах потребитель и тратит свои деньги, именно ради них и существуют все остальные участники ЖЦИ! Концепция ЖЦИ по своей сути является комплексной, и ее внедрение может занять довольно длительное время. Учитывая это, разумным представляется внедрять ее по частям, с тем, чтобы на каждом шаге обеспечить реальную экономическую отдачу. Вполне логично пред-

положить, что у потребителя уже есть какое-то оборудование (иначе он бы не был потребителем), а значит, до какого-то момента его будет интересовать только эксплуатация этого оборудования. Где эксплуатация, там и обслуживание, и ремонты, при этом затраты на эксплуатацию не просто сопоставимы с затратами на приобретение, а зачастую во много раз их превосходят. Именно поэтому мы рассматриваем внедрение систем управления эксплуатацией, обслуживанием и ремонтами (ИСУ ТОиР) в первую очередь, хотя в цепочке ЖЦИ этот этап стоит далеко не на первом месте.

Затраты на ремонты, потери от простоев и поломок на российских предприятиях настолько велики, что внедрение такого рода систем представляется едва ли не безусловно необходимым. По данным Всероссийского сообщества СЮ, при внедрении систем управления ТОиР типовой отраслей является сокращение затрат на ремонтные работы на 20% и более. Кроме того, такие системы естественным образом концентрируют вокруг себя и прочие задачи управления предприятием (задачи конструкторско-технологической подготовки производства, управление ресурсами, логистика и т.д.), позволяя таким образом строить обоснованную и экономически оправданную политику предприятия в области информатизации. Наличие такой системы стимулирует развитие и других интеграционных решений по цепочке ЖЦИ (с поставщиками, разработчиками, партнерами, клиентами). Например, позволит поставщику оборудования предлагать клиенту совершенно новые услуги по поддержке и сопровождению эксплуатации поставленного оборудования – Интерактивные электронные технические руководства (ИЭТР), службы «горячей» поддержки, удаленной диагностики, службы заказов запчастей и т.д.

Какие еще выгоды можно получить за счет внедрения ИСУ ТОиР?

Выгоды от внедрения ИСУ ТОиР

Ниже перечислены основные выгоды от внедрения интегрированной ИСУ ТОиР для предприятий, вовлеченных в ЖЦИ в разных ролях. Конечно, наиболее ощутимые выгоды от применения концепции ЖЦИ достигаются для объединений этих предприятий – холдингов, постоянных партнеров, «виртуальных предприятий». Для таких связанных в одну цепочку предприятий, имеющих общие цели и синхронизированное управление, выгоды – не просто сумма персональных выгод каждого участника, но и открытие новых возможностей.

Для предприятий, эксплуатирующих оборудование:

- увеличение прибыли за счет сокращения издержек на содержание оборудования и увеличения отдачи;
- увеличение объема оказываемых с помощью оборудования услуг за счет снижения вероятности срывов из-за отказов и аварий оборудования, повышения безопасности и безаварийности эксплуатации;
- увеличение инвестиционной привлекательности за счет «прозрачности» деятельности предприятия в части данных по структуре основных фондов, по качеству и издержкам на содержание основных фондов.

Для предприятий (подразделений), ремонтирующих и обслуживающих оборудование:

- повышение конкурентоспособности предприятия за счет повышения качества выполняемых работ ТОиР;
- снижение собственных накладных расходов за счет управления затратами по всем видам работ ТОиР.

Для собственников оборудования:

- снижение издержек на содержание оборудования;
- увеличение прибыли от эксплуатации оборудования;
- повышение ликвидности оборудования за счет наличия данных по эксплуатации и ремонтам.

На данный момент на рынке программного обеспечения существует достаточно много решений, предназначенных для автоматизации ТОиР. Однако те из них, что «смотрят в будущее» и созданы в соответствии с концепцией ЖЦИ – достаточно дороги, сложны в использовании, внедрении и поддержке. В ходе выполнения ряда проектов по внедрению систем управления ТОиР компания «Программ Лайн» разработала собственное решение, с одной стороны, полностью выдержанное в духе концепции ЖЦИ, с другой – наделенное способностью учитывать самую разнообразную специфику ведения дел на российских предприятиях – низкую культуру производства, «зоопарк» технологического и диагностического оборудования и уже функционирующего программного обеспечения и т.д. Далее представлено описание решения ИСУ ТОиР от «Программ Лайн».

Описание ИСУ ТОиР «Программ Лайн»

ИСУ ТОиР предназначена для решения следующих задач:

Управление качеством ТОиР

- мониторинг состояния объектов в эксплуатации;
- планирование, учет, контроль, анализ и регулирование регламентных (планово-предупредительных) ремонтных работ и/или ремонтов по состоянию объектов;
- управление конфигурацией объектов – комплектация, дислокация, условия эксплуатации.

Управление затратами ТОиР

- учет затрат по всем видам работ, оперативный анализ основных показателей;
- планирование, контроль, анализ и регулирование движения основных ресурсов (МТЦ, персонал, финансы).

В концепцию ИСУ ТОиР заложены следующие базовые принципы:

1. Объектом управления в системе является ремонтно-эксплуатационный паспорт (РЭП) оборудования. РЭП объединяет информацию:

- а) о техническом состоянии объекта (журнал записей по техсостоянию) – данные мониторинга, проведенных осмотров, замеров, диагностик, испытаний, выявленные неисправности и т.д.;
- б) операциях, проведенных над объектом (эксплуатационных, ремонтных и т.д.) – данные по видам работ, затраченным ресурсам и времени, показатели условий и качества исполнения;
- с) комплектации объекта (журнал смен комплектаций).

2. Источником данных для управления ТОиР объекта являются данные мониторинга технического состояния при эксплуатации (самодиагностика, внешние диагностическое оборудование, экспертные оценки и т.д.) и данные по ранее проведенным работам ТОиР, зафиксированным в РЭП. На основании этих данных производится анализ текущего состояния объекта и принимается решение о необходимости проведения работ ТОиР в соответствии с той или иной технологией.

3. Управление работами ТОиР происходит за счет управления прохождением РЭП по цепочке технологических операций через точки сбора информации и контроля соблюдения технологий проводимых работ.

4. Точка контроля представляет собой организационное подразделение (цех, участок, рабочее место), на котором исполняются определенные технологические операции. Обычно такая точка реализуется в виде автоматизированного рабочего места (АРМ).

5. Для обеспечения достоверности и актуальности собираемых данных как при мониторинге состояния в эксплуатации, так и при проведении работ ТОиР максимально используется автоматизация ввода данных за счет интеграции с бортовым и наземным диагностическим и контрольным оборудованием, оборудованием АСУ ТП, контроллерами, датчиками, средствами автоматической идентификации (сканеры штрих-кода, RFID-метки), счетчиками и т.д.

6. Для обеспечения простоты работы с системой (особенно в условиях производства и полевых работ) применяются нестандартные терминалы ввода данных – мобильные системы, промышленные компьютеры, компьютерные «киоски», сенсорные мониторы, специализированные клавиатуры и т.д.

7. Собранные по точкам контроля данные являются первичными для систем управления движением МТЦ, начисления зарплат, бухгалтерии и т.д. Интеграция с системами такого класса осуществляется на стандартной основе, с использованием общепринятых механизмов.

Основой для реализации этих принципов являются данные об изделии – конструкторско-технологические спецификации, данные о составе изделия, ремонтные и эксплуатационные спецификации, характеристики, требования и руководства. Эти данные должны формироваться на этапах проектирования и производства и быть доступными на этапе ТОиР естественным образом, без каких-либо повторных вводов. Неизбежные процедуры внесения изменений в спецификации должны охватывать все этапы, в том числе и

ТОиР, чтобы избежать ситуаций, при которых ремонтник ищет и не находит запчасть, которую уже давно сняли с производства.

Концепция ИСУ ТОиР представлена на рис. 2.

Выводы и перспективы

В заключение хотелось бы подчеркнуть, что внедрение новых концепций управления, концепций ЖЦИ и информационных систем – это не дань моде, а реальный инструмент изменения качества управления компанией. И начать эти изменения с внедрения систем управления эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтами оборудования со всех точек зрения весьма логично. Во-первых, это действительно серьезная затратная область, в которой есть куда снижать расходы (особенно в условиях серьезного износа основных фондов). Во-вторых, внедрение таких систем относительно несложно и безболезненно (в отличие, например, от финансовых систем). Цикл внедрения в среднем составляет 6–8 месяцев, а отдача начинает ощущаться уже в первый год эксплуатации. Ну и, в-третьих, такие системы естественным образом концентрируют вокруг себя и прочие задачи управления предприятием, стимулируют развитие интеграционных решений по цепочке ЖЦИ (с поставщиками, разработчиками, партнерами, клиентами). Возникающая за счет такой интеграции синергетика знаний об изделии – «смертельное оружие» в вашей конкурентной борьбе.

По материалам сайта ProstoEv.NET

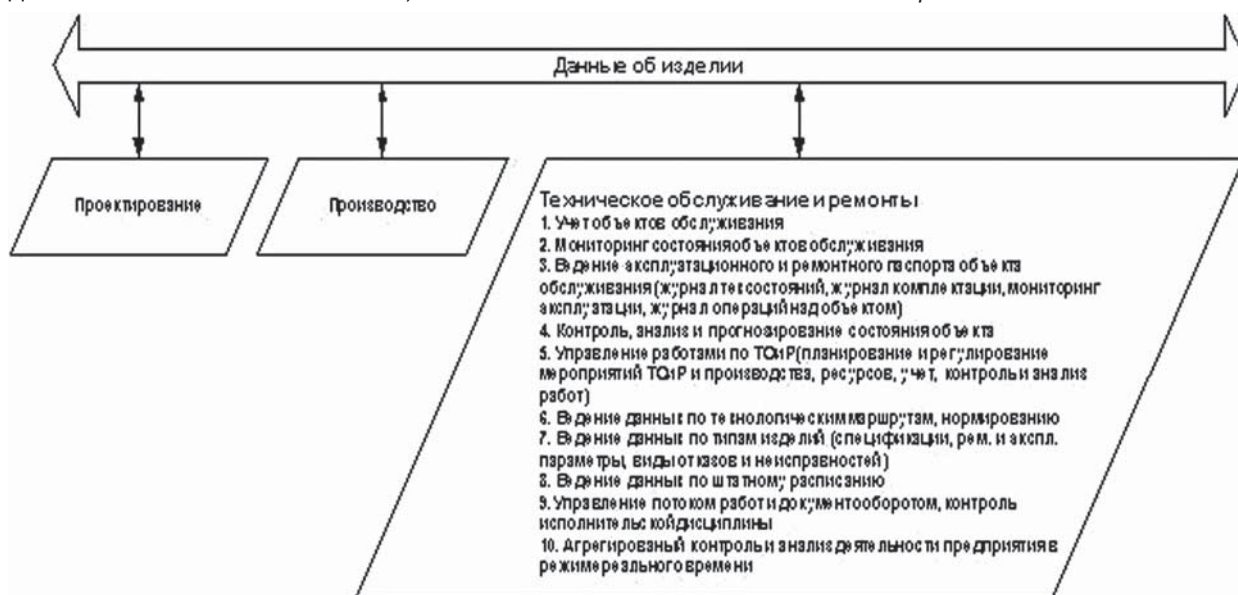


Рис. 2. Концепция ИСУ ТОиР



**С. Каргин,
ЗАО «Сервотехника»,
А. Бобриков,
ЗАО «Сервотехника-
Нева»**

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Повышение энергоэффективности отечественной экономики рассматривается в качестве одной из приоритетных задач на период до 2010 года и определяется федеральной целевой программой «Энергоэффективная экономика». Программа утверждена Постановлением Правительства РФ от 17 ноября 2001 года № 796.

Основной причиной принятия данной программы является низкая энергоэффективность российского промышленного комплекса и предприятий ЖКХ. Энергоемкость ВВП России (при расчете его по паритету покупательной способности валют) превышает среднемировой показатель в 2,3 раза, а по странам ЕС – в 3,1 раза.

Для достижения максимального эффекта энергосбережения на одну единицу производимой

продукции необходимо внедрение совершенных систем автоматического управления, органически вмещающих в себя передовой опыт отечественных и зарубежных производителей, а также учитывающих особенности российских эксплуатирующих организаций. Для детального рассмотрения основных направлений внедрения энергосберегающих технологий в промышленности и ЖКХ следует рассмотреть технологические комплексы, определяемые группами реализуемых технологических задач.

Таковыми комплексами могут являться:

1. Станции управления насосными агрегатами.
2. Системы привода компрессорных агрегатов.
3. Системы управления тягодутьевыми механизмами.

4. Системы мониторинга и управления для насосных станций, тепловых пунктов, теплосчетчиков, удаленных датчиков.

5. Системы управления линейными задвижками и поворотными затворами.

Рассмотрим некоторые из этих технологических комплексов.

Группы насосных агрегатов, используемые для поддержания давления в системах холодного и горячего водоснабжения, являются наиболее популярным объектом внедрения энергосберегающих технологий прежде всего из-за очевидности и кажущейся простоты достижения поставленных задач. Эффект энергосбережения достигается применением частотного регулирования одним или несколькими насосными агрегатами, обеспечивающими уменьшение потребления электроэнергии регулируемым насосом при изменении расхода воды потребителем для случая открытой магистрали. Кроме частотного регулирования эффект энергосбережения достигается кусочно-линейной аппроксимацией потребляемой электроэнергии всей группой соответственно расхода воды в магистрали путем автоматического определения количества включаемых насосов.

Системы автоматического регулирования, работающие в перечисленных координатах управления, получили название станций частотного управления насосными агрегатами. Однако использование двухкоординатного управления насосными агрегатами требует учета ряда функциональных особенностей, игнорирование которых приводит к недостаточной энергоэффективности системы управления, ухудшению качества ее функционирования. Такое ухудшение может быть вызвано снижением устойчивости процесса поддержания давления («раскачка»), как следствие – повышение коммутаций насосов, приводящее к преждевременному износу коммутационного оборудования, а также наличием дополнительных гидродаров в сети при релейном включении и отключении насосов.

В станциях управления насосными агрегатами производства ЗАО «Сервотехника» перечисленные недостатки сведены к минимуму за счет конструктивных и эксплуатационных особенностей этих систем, являющихся результатом постоянного анализа особенностей эксплуатации этих систем.

В качестве отличительных особенностей станций управления ЗАО «Сервотехника» следует отметить следующие:

1. Плавный пуск каждого насосного агрегата при их последовательном включении.

2. Частотное регулирование каждым насосным агрегатом.

3. Подключение регулируемого насоса к сети

из состояния вращения («безударное» подключение).

4. Автоподхват вращающегося насоса в режиме последовательного отключения насосов на частоте вращения, необходимой для поддержания давления.

5. Подключение дополнительного насосного агрегата в зависимости от давления в магистрали, отключение – по сигналу PID-регулятора.

6. Наличие релейного режима работы, обеспечивающего функцию поддержания заданного давления при отказе преобразователя частоты (две станции – частотная и релейная в одной). Достигается применением распределенной структуры системы управления. Функциональное резервирование.

7. Оригинальный алгоритм контроля работоспособности насосных агрегатов, исключающий их ложную браковку, а также отказ преобразователя из-за отказа нагрузки.

8. Расчетное время подключения и отключения дополнительных насосов в зависимости от величины текущего давления. Третья координата управления.

9. Наличие уставки ночного режима, дающее дополнительную экономию электроэнергии. Четвертая координата управления.

10. Возможность задания до 20 уставок по давлению для дневного режима.

11. Возможность коррекции величины заданного давления по сигналам удаленного датчика, установленного в контрольной точке. Альтернатива уставкам по давлению. Пятая координата управления.

12. Наличие входного дросселя (НЧ фильтр).

13. Цифровая индикация значений текущего и заданного давления.

14. Наличие двух гальванически развязанных входов для подключения аналоговых датчиков, дающее возможность работы по разности давлений.

15. Возможность считывания информации о регистрируемых двумя датчиками параметрах в цифровом виде по 485 интерфейсу в систему мониторинга верхнего уровня.

16. Возможность реализации системы мониторинга и дистанционного управления в управляющем контроллере, что является преимуществом разветвленной структуры.

17. Регулируемое по температуре включение и отключение вентилятора обдува. Повышение надежности.

18. Учет явления электромагнитной совместимости работы оборудования.

Эффект энергосбережения в ряде случаев может достигать 70% потребляемой электроэнергии.

Следующим технологическим комплексом,

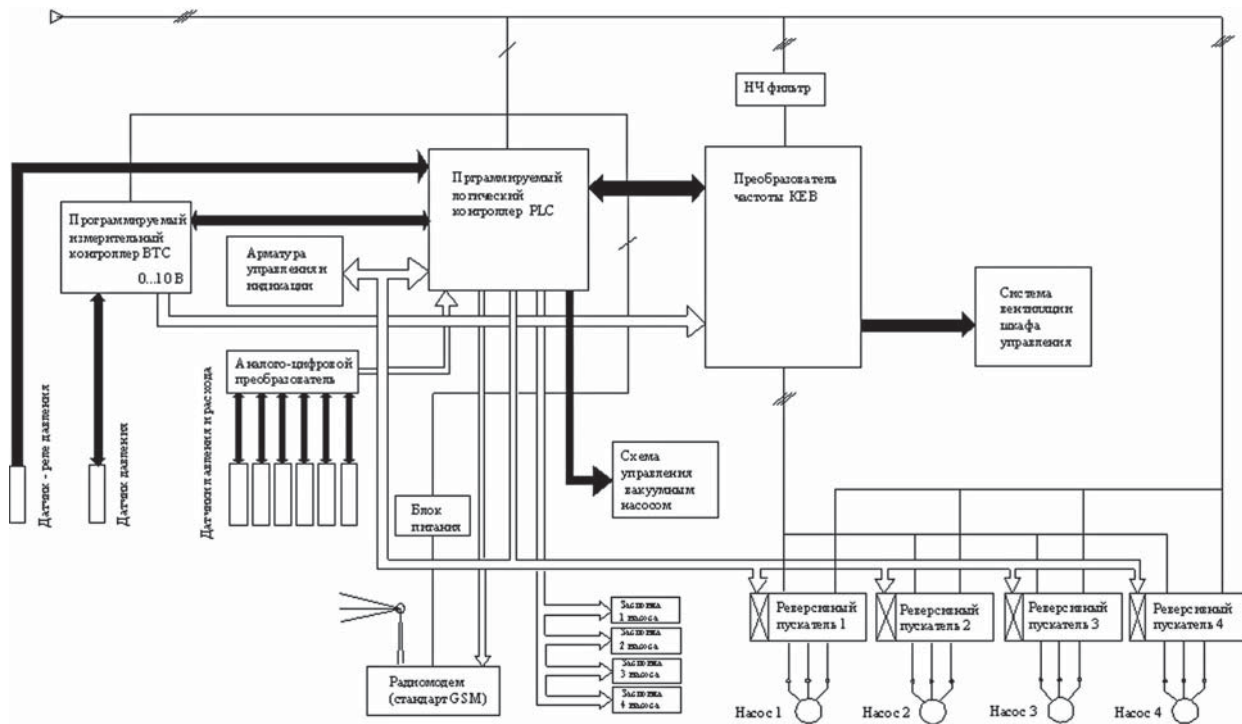


Рис. 1. Структурная схема станции управления группой из четырех насосных агрегатов типа СПН

являющимся объектом внедрения энергосберегающих технологий, являются системы управления компрессорным оборудованием.

Опыт, приобретенный в процессе создания и совершенствования систем управления насосными агрегатами, может быть использован для компрессорного оборудования при учете ряда особенностей объекта управления и среды поддержания рабочего параметра (прежде всего – сжимаемость воздуха).

В настоящее время специалистами ЗАО «Сервотехника» в процессе ремонта винтового компрессорного агрегата производства компании «Atlas-Copco» создан и введен в эксплуатацию вариант системы управления винтовым компрессором.

При создании системы управления компрессором определены два уровня решения задачи

- создание информационной системы;
- создание управляющей системы.

Информационная система может работать как с системой управления, так и без нее. Используется для обработки заданного массива информации и формирования ограничительных и управляющих сигналов внутреннего контура регулирования (рис. 1.)

Системы управления тягодутьевыми механизмами являются одним из приоритетных направлений внедрения энергосберегающих технологий в

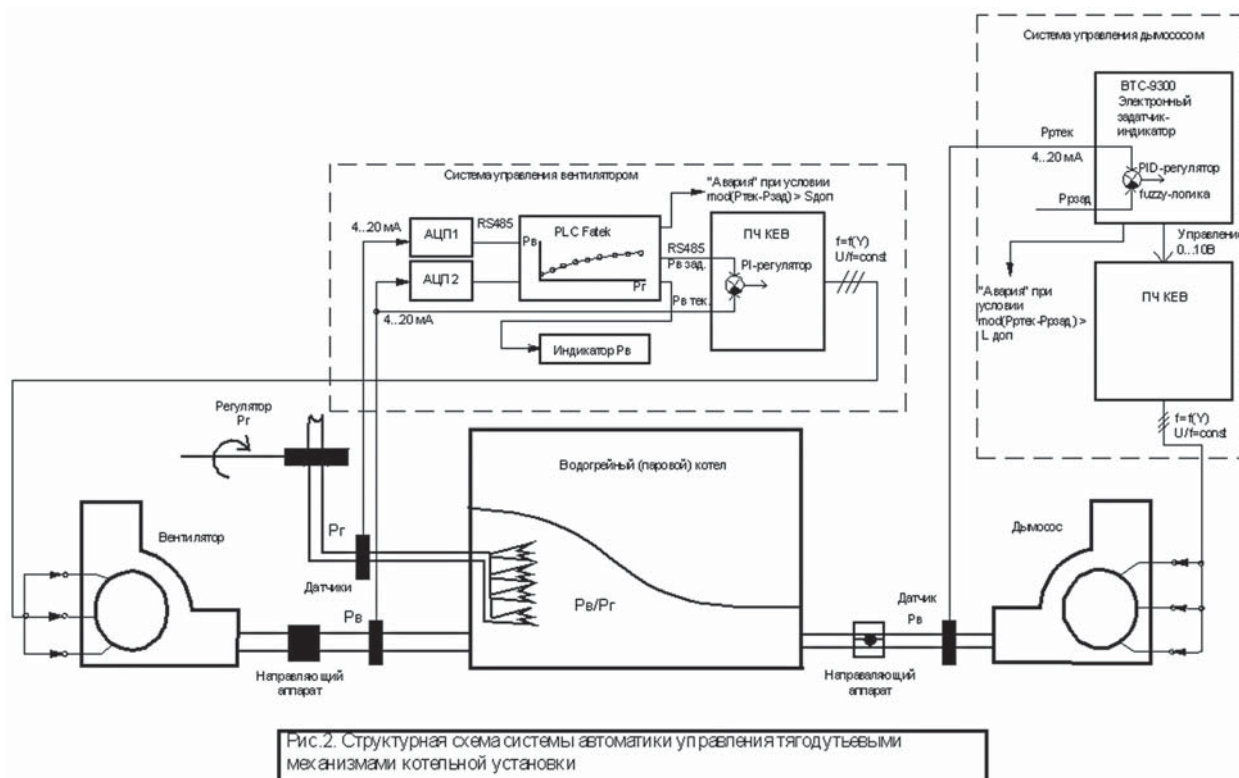
теплоэнергетическом оборудовании. Специалистами ЗАО «Сервотехника» разработаны и подготовлены к внедрению вариант такой системы.

Система автоматики управления тягодутьевыми механизмами котельных установок включает в себя две независимые системы – управления вентилятором и управления дымососом, связанные между собой по газовоздушному тракту котла.

Система управления тягодутьевыми механизмами управляет производительностью работы электродвигателей вентилятора и дымососа так, чтобы в топке котла поддерживался оптимальный режим горения с точки зрения создания наиболее благоприятных условий для полного сгорания топлива во всем диапазоне производительности силовой установки. Для этого необходимо в зависимости от количества поступающего топлива подать необходимое количество воздуха в топку котла, а также с заданной интенсивностью удалить из нее продукты сгорания.

Структурная схема системы регулирования представлена на рис.2.

Система автоматики управления вентилятором предназначена для реализации заданной зависимости $P_v = P_v(P_g)$ между количеством поступающего к горелкам котла топлива и оптимальным количеством поступающего в топку воздуха во всем диапазоне производительности работы котла путем частотного регулирования электро-



двигателя вентилятора. Задающим управляющим воздействием для системы управления является давление газа, подаваемое оператором к горелкам.

При изменении оператором вручную или автоматически давления газа, подаваемого к горелкам котла, программируемый логический контроллер выдает на PI-регулятор преобразователя частоты заданное значение давления воздуха от вентилятора, исходя из запрограммированной зависимости.

На второй вход PI-регулятора преобразователя поступает текущее значение давления воздуха $P_{в \text{ тек.}}$, которое в электронном виде индицируется на рабочем месте оператора.

Преобразователь частоты изменяет частоту вращения электродвигателя вентилятора с целью поддержания заданного значения давления воздуха, подаваемого к горелкам котла.

Зависимость $P_{в} = P_{в}(P_{г})$ давления воздуха, создаваемого вентилятором, от давления газа, подаваемого оператором к горелкам, программируется по режимной карте котла.

Система автоматического управления дымососом предназначена для управления производительностью электродвигателя дымососа с целью поддержания заданного разрежения в точке регулирования. Задаваемое и текущее значение параметра разрежения воздуха индицируется в электронном

виде в кПа с точностью до второго знака после запятой на двухстрочном электронном табло.

Система управления дымососом обеспечивает три режима работы:

1. Продувка. В этом режиме дымосос работает с постоянной 100%-ной производительностью.
2. Розжиг и работа. Дымосос работает в режиме автоматического поддержания заданного разрежения. Минимальная частота вращения электродвигателя дымососа в этом режиме должна составлять 20 Гц (рис. 2.).

Системы мониторинга и управления удаленными объектами разработаны специалистами ЗАО «Сервотехника» для станций управления насосными агрегатами, группами линейных задвижек, систем коммерческого учета тепловой и электрической энергии, объектов сбора информации групп удаленных датчиков давления, расхода, температуры.

Более детально рассмотрим систему мониторинга и управления на примере насосных станций как удаленных объектов контроля.

Система предназначена:

1. для дистанционного управления станциями привода групп насосных агрегатов (до 256 объектов);
2. сбора информации о состоянии каждого объекта управления;
3. сбора информации о состоянии парамет-

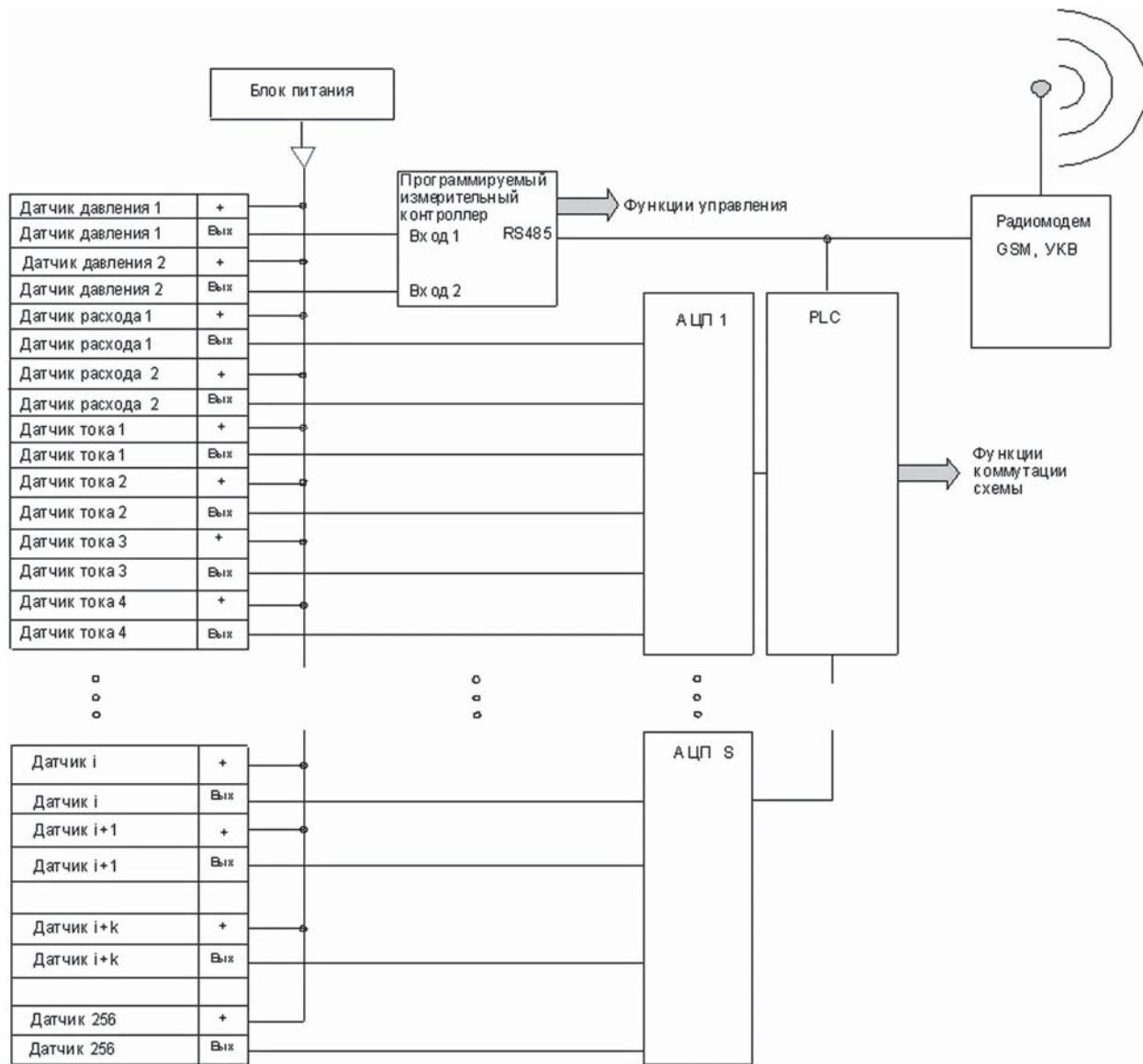


Рис.3 Структура системы мониторинга

ров входной и выходной магистрали;

4. отображения информации о состоянии объектов в графическом редакторе на экране диспетчерского пункта.

В системе реализован мощный графический интерфейс, позволяющий свести к минимуму сроки обучения диспетчерского персонала, а также повысить эксплуатационное совершенство системы. Объектно-ориентированный редактор графических схем, благодаря автоматической подстройке активных элементов и использованию технологии drag&drop, позволяет в течение нескольких минут создавать новые технологические схемы водоснабжения.

Система состоит из двух взаимосвязанных программных компонентов. Первый реализует в себе комплексное диспетчерское программное обеспечение (SCADA-система). Второй компонент – программа, находящаяся в управляющем удаленным объектом контроллере (PLC) и отвечающая на запросы диспетчерского пульта. Данная схема реализации алгоритмов автоматического управления объектом и мониторинга в одном контроллере позволяет существенно снизить стоимость системы, повысить надежность передачи данных при использовании каналов связи GSM (УКВ диапазона, Ethernet). Кроме этого, предлагаемая схема позволяет повысить глубину конт-

роля и дистанционного управления удаленным объектом за счет изменения его параметров (уставок по давлению по периодам дневного и в ночном режимах, времен включения и отключения ночного режима), а также его конфигурации (включение и отключение насосов, изменение порядка их чередования), которые недоступны при использовании обычных SCADA-систем и внешних контроллеров мониторинга и управления.

Возможности работы в системе зависят от прав доступа, уровень которых определяет доступность строго определенных наборов параметров контроля и функций управления. Система предусматривает возможности гибкого изменения прав доступа в зависимости от выполняемых диспетчером задач.

Все изменения состояния системы, происходящие в процессе автоматического регулирования параметра или инициируемые диспетчером, фиксируются и сохраняются в архиве. Показания датчиков параметров процесса регулирования также фиксируются и сохраняются в архиве с возможностью просмотра в графическом виде. Пример графиков показан на рисунке. При этом имеется возможность локального изменения масштаба графика для более детального исследования поведения объекта. Система мониторинга и управления позволяет гибко изменять количество регистрируемых параметров в зависимости от количества используемых датчиков физических величин.

SCADA-система, реализующая комплексное диспетчерское программное обеспечение, имеет встроенный интерфейс для экспорта данных в другие информационные системы.

В системе мониторинга работают два контроллера: измерительный и логический. Логический контроллер выполняет

функции управления преобразователем частоты или другим исполнительным устройством с аналоговым входом по разности текущего и заданного значения регулируемого параметра (величина давления), кроме этого, аналоговые сигналы величин давления во входной и выходной магистрали, поступающие на два его входа, используются в системе мониторинга.

Остальные аналоговые сигналы (общее количество – до 256) через аналогово-цифровые преобразователи поступают в программируемый измерительный контроллер (PLC) по 485 интерфейсу. При этом PLC реализует функции коммутации схемы управления через релейные выходы. Вся информация, используемая в системе мониторинга и управления, содержится в регистрах PLC и передается радиои аналоговым модемом на диспетчерский пункт (рис. 3.).

Исходя из вышесказанного следует, что для достижения максимального энергосберегающего эффекта, определяющегося конструктивным и эксплуатационным совершенством, а также надежностью производимых систем, необходимо ориентироваться, прежде всего, на передовые образцы энергоэффективного оборудования, что, в конечном итоге, позволит достичь максимального эффекта энергосбережения и сократить сроки окупаемости капиталовложений на внедрение оборудования. С этой целью ЗАО «Сервотехника» при работе с региональными организациями приоритетным направлением считает работу с монтажными и наладочными структурами, через сеть которых возможны внедрение и постоянное совершенствование энергосберегающих технологий в промышленности и ЖКХ.

*По материалам сайта
«Промышленные
регионы России»*

>> *Продолжение. Нач. на с. 60*

чивает низкий уровень напряжения между соседними проводниками благодаря линейному градиенту напряжения, направленному сверху вниз по обмотке. Это увеличивает последовательную емкость в обмотке и соответственно улучшает распределение импульсной волны. Незначительная разность потенциалов между соседними витками позволяет отказаться от межслойной изоляции, повышая тем самым качество изоляционной заливки трансформатора и снижая его массу и габариты.

Литая изоляция обмотки высокого напряжения.

Компоненты изоляции: эпоксидная смола на основе бифенола с вязкостью, обеспечивающей превосходную пропитку обмоток; ангидридный наполнитель, придающий изоляции упругость и полностью предотвращающий растрескивание; активный порошковый наполнитель, состоящий из кремнезема и тригидрата алюминия. Именно тригидрат алюминия $Al(OH)_3$, от которого и образовано название марки Trihal, обеспечивает модели уникальные противопожарные свойства, являющиеся следствием химической реакции: $2 Al(OH)_3 + \text{энергия} = Al_2O_3 + 3H_2O$. При воздействии на трансформатор открытого пламени на поверхности обмоток образуется отражающий огнеупорный экран из глинозема (окись алюминия), выделяется влага, образующая преграду из водяного пара. Кроме того, протекающая химическая реакция разложения тригидрата алюминия сопровождается активным поглощением энергии, поэтому температура обмоток поддерживается гораздо ниже точки воспламенения. В результате сочетания этих трех факторов происходит немедленное самогашение трансформатора.

Сочетание инновационных научно-исследовательских разработок с высокой технологией

Окончание на с. 89 >>



С. Жулинский,
инженер ЗАО «ПромСервис»,
А. Митин,
к.т.н., зам. генерального
директора ЗАО «ПромСервис»,
г.Димитровград

О ВЛИЯНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ НА МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИХРЕВЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА

Вопрос о влиянии температуры теплоносителя на метрологические характеристики преобразователей расхода жидкости долгое время дебатруется на различных семинарах и конференциях, освещается в статьях и докладах. Показания каких типов преобразователей расхода жидкости – электромагнитных, ультразвуковых или вихревых – в наименьшей степени зависят от изменения температуры теплоносителя? Корректно ли использование преобразователя расхода, градуированного и поверенного при температуре 20–25 °С, для измерений расхода (объема) теплоносителя при температуре 80–100 °С? Как учитывать влияние температуры теплоносителя на метрологические характеристики приборов? Рассуждения по этим и другим, связанным с данной проблемой, вопросам зачастую носят спекулятив-

ный характер, отражающий интересы заинтересованной стороны. Отсутствие соответствующей экспериментальной базы (водомерной установки с подогревом теплоносителя) не способствует квалифицированным ответам на вопросы о влиянии температуры теплоносителя на метрологические характеристики преобразователей расхода различных типов.

ЗАО «ПромСервис» в настоящее время производит преобразователи расхода следующих типов:

- вихревые электромагнитные (Госреестр № 14646-00, 24216-03);
- ультразвуковые (Госреестр № 24870-03);
- электромагнитные (Госреестр № 12763/3-02).

Поскольку в распоряжении ЗАО «ПромСервис» имеется водомерная установка с подогревом воды, то мы поставили задачу – определить за-

Таблица 1

Значения коэффициентов преобразования K в зависимости от расхода и температуры воды, л/имп.

Расход, м ³ /час	Температура воды, °С		
	23	40	63
0,5	0,02711	0,02756	0,02762
0,8	0,02758	0,02758	0,02749
1,0	0,02760	0,02756	0,02731
2,0	0,02731	0,02711	0,02703
4,0	0,02698	0,02697	0,02698
8,0	0,02704	0,02706	0,02711
16,5	0,02713	0,02718	0,02722

зависимость метрологических характеристик различных видов преобразователей расхода от температуры жидкости. В данной статье представлены результаты исследований для вихревых электромагнитных преобразователей расхода ВЭПС модификации ВЭПС-ПБ1 (далее по тексту – ВЭПС-ПБ1). Исследования в этом направлении ведутся уже много лет, недаром преобразователи расхода ВЭПС и по настоящее время являются единственными преобразователями расхода, имеющими метрологически подтвержденное значение зависимости коэффициента преобразования от температуры жидкости.

Объем жидкости V , л, протекшей через проточную часть ВЭПС-ПБ1, определяется формулой:

$$V = K N,$$

где K – коэффициент преобразования объема в число импульсов, л/имп;

N – число импульсов на выходе усилителя-формирователя сигнала ВЭПС-ПБ1.

В общем случае коэффициент K зависит от параметров жидкости, таких, как скорость потока, температура и т.д. В данной статье определены характер и величины этих зависимостей. Для каждого из исследуемых образцов ВЭПС-ПБ1 (они отличались типоразмерами, геометрией проточной части, формой и размерами тела обтекания, диаметром электрода) были определены значения коэффициентов преобразования при фиксированных (в процессе выполнения измерения) и дискретно меняющихся от измерения к измерению значениях температуры и расхода воды. В процессе измерений нестабильность расхода не

Таблица 2

Значения коэффициентов преобразования K в зависимости от расхода и температуры воды, л/имп.

Расход, м ³ /час	Температура воды, °С		
	20	50	80
0,3	0,007990	0,008091	0,008096
0,5	0,008087	0,008091	0,008078
0,8	0,008101	0,008059	0,008055
1,0	0,008076	0,008042	0,008050
2,0	0,008059	0,008051	0,008041
5,0	0,008036	0,008044	0,008038
8,0	0,008040	0,008037	0,008042



Рис. 1. Температура воды: \circ - 23 °С; \square - 40 °С; \diamond - 63 °С; сплошная линия – аппроксимирующая кривая

превышала $\pm 2\%$, а температура воды изменялась не более чем на $\pm 1\text{ }^\circ\text{C}$. Для образца ВЭПС-ПБ1, имеющего внутренний диаметр проточной части 32,22 мм, тело обтекания (длина – 15,70 мм, ширина – 10,88 мм) с углом раскрытия 42° , результаты эксперимента представлены в табл. 1.

В ходе градуировки и поверки, выполненной при температуре жидкости, равной 23 °С, получено усредненное значение коэффициента преобразования $K = 0,02731$ л/имп, значение основной относительной погрешности измерений объема в диапазоне расходов от 0,5 до 16 м³/час – не более $\pm 1,3\%$. Использование этого значения коэффициента преобразования при из-

мерениях объема в случае повышенных температур не приводит к практически заметному изменению величины погрешности. В чем нетрудно удостовериться, используя данные из табл. 1. В табл. 2 приведены результаты измерений для образца ВЭПС-ПБ1, выпускаемого серийно, с внутренним диаметром проточной части 20,60 мм. В ходе градуировки и поверки, выполненной при температуре жидкости, равной 20 °С, получено усредненное значение коэффициента преобразования $K = 0,00805$ л/имп, значение основной относительной погрешности измерений объема в диапазоне расходов от 0,3 до 8 м³/час – не более $\pm 0,8\%$. Использование этого значения коэффициента преобразования при измерениях объема в случае повышенных температур не приводит к практически заметному изменению величины погрешности. В этом нетрудно удостовериться, используя данные из табл. 2. Аналогичные результаты получены и для ВЭПС-ПБ1 с типоразмерами от 20 до 80 мм. В силу технических ограничений водомерной установки исследования приборов с типоразмерами более 80 мм не проводили. Тем не менее выполненные исследования в достаточной мере подтверждают положение об ограничении дополни-

тельной погрешности преобразователей расхода ВЭПС значением 0,05 % на каждые 10 °С изменения температуры измеряемой жидкости, которая в основном обусловлена температурным расширением трубы проточной части ВЭПС. При учете поправок на температурное расширение трубы метрологические характеристики ВЭПС в диапазоне чисел Рейнольдса Re от $5 \cdot 10^3$ до $5 \cdot 10^5$ (рабочий диапазон расходов и температуры) практически не зависят от физических характеристик теплоносителя.

Если результаты из табл. 1 и 2 представить в виде зависимостей $K = f(Re)$ (рис. 1, 2), то видно, что определенные при различных значениях темпера-

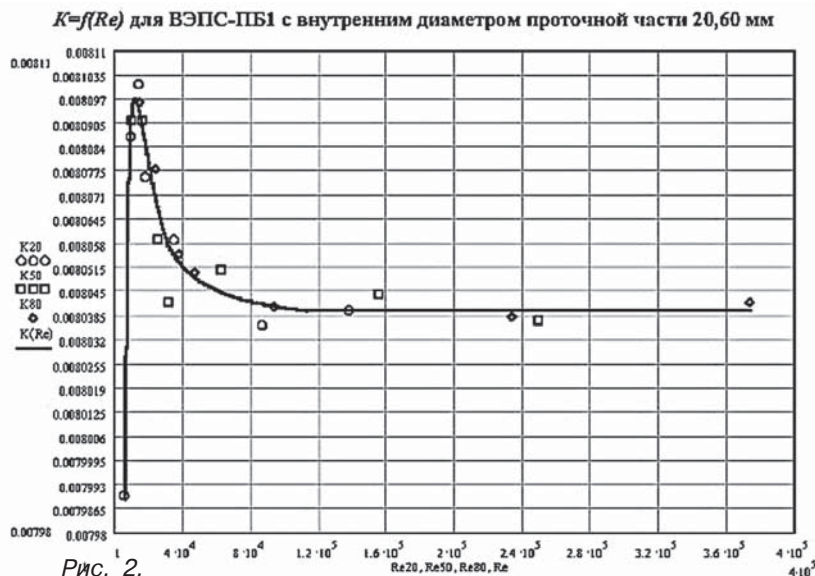


Рис. 2. Температура воды: \circ - 20 °С; \square - 50 °С; \diamond - 80 °С; сплошная линия – аппроксимирующая кривая

туры теплоносителя значения коэффициентов преобразования в зависимости от числа Re хорошо описываются кривой (погрешность аппроксимации не более $\pm 0,2\%$), характерной для данного прибора.

Такая кривая может быть получена на водомерной установке, не имеющей подогрева жидкости. Необходимо лишь достаточно подробно исследовать экспериментальную кривую $K = f(Re)$ (см. рис. 1 и 2). Отсюда следует, что значение коэффициента преобразования для ВЭПС-ПБ1 с типоразмером 32 мм при расходе жидкости $0,5 \text{ м}^3/\text{час}$ и температуре $63 \text{ }^\circ\text{C}$ с погрешностью не более $\pm 0,2\%$, может быть определено при расходе $1 \text{ м}^3/\text{час}$ и температуре $23 \text{ }^\circ\text{C}$.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о возможности достоверной интерпретации полученных на водомерной установке без подогрева жидкости метрологических характеристик приборов ВЭПС на случай их использования при температурах теплоносителя, отличных от температуры жидкости при метрологической аттестации.

Реализация полученной экспериментальной зависимости $K = f(Re)$ в вычислительном комплексе позволяет с высокой точностью измерять объем жидкости, протекающей через проточную часть преобразователя расхода ВЭПС, с учетом конкретных значений физических характеристик жидкости (расход, температура) и изменением геометрических размеров проточной части прибора. Следствием этого являются – улучшение точности измерений объема и расширение динамического диапазона расходов, в котором измеряемая характеристика определяется с метрологически обоснованной погрешностью для вихревых электромагнитных преобразователей расхода ВЭПС.

Указанный выше подход был реализован в теплосчетчиках «ВЭПС-ДОКАР», которые зарегистрированы в Госреестре средств измерений РФ под номером 24216-03 решением Коллегии Госстандарта РФ от 14.01.03 г. (Сертификат RU.C.32.004.A № 14043 от 06.02.03 г.) и допущены к применению на узлах коммерческого учета тепла в соответствии с экспертным заключением Госэнергонадзора при Минэнерго РФ под номером 272-ТС от 16.04.03 г. Теплосчетчики соответствуют требованиям ГОСТ Р 51649, международной рекомендации МОЗМ МР 75 и техническим условиям ТУ 4218-007-12560879-2002. В качестве преобразователей расхода в теплосчетчиках «ВЭПС-ДОКАР» используются вихревые электромагнитные преобразователи расхода ВЭПС-М, имеющие динамический диапазон измеряемых расходов до $1 : 80$ с относительной погрешностью не более $\pm 1,0\%$. В целом теплосчетчик представляет собой многофункциональ-

ную, многоканальную систему, которая выполняет измерения, регистрацию, хранение и передачу результатов измерений (через последовательный интерфейс) параметров и количества теплоносителя, количества тепловой энергии в одной, двух или трех системах теплопотребления, или на одном источнике тепла. Каналы теплосчетчика для измерений расхода (до 6 каналов), температуры (до 6 каналов) и давления (до 2 каналов) состоят из преобразователя, линии связи и канала тепловычислителя для измерений соответствующего параметра теплоносителя. Более подробное описание теплосчетчика «ВЭПС-ДОКАР» приведено в [1].

Выполненные исследования по изучению влияния температуры теплоносителя (в измеряемом диапазоне температур от $+15 \text{ }^\circ\text{C}$ до $+100 \text{ }^\circ\text{C}$) на метрологические характеристики вихревых электромагнитных преобразователей расхода ВЭПС-ПБ1 позволяют сформулировать следующие выводы:

- дополнительная погрешность измерений объема преобразователями расхода жидкости ВЭПС от изменения температуры измеряемой жидкости не превышает $0,05\%$ на каждые $10 \text{ }^\circ\text{C}$ изменения и в основном обусловлена температурным расширением трубы проточной части прибора;
- при учете поправок на температурное расширение трубы метрологические характеристики ВЭПС в декларируемом диапазоне расходов теплоносителя $1 : 32$ практически не зависят от физических характеристик теплоносителя;
- результаты метрологической аттестации преобразователей расхода ВЭПС, полученные на водомерных установках без подогрева воды, достоверно (погрешность не более $0,2\%$) распространяются на случаи эксплуатации приборов ВЭПС при температурах теплоносителя, существенно отличающихся от температуры жидкости при метрологической аттестации.

Для вихревых электромагнитных преобразователей расхода ВЭПС предложен алгоритм учета зависимости коэффициента преобразования K от физических характеристик измеряемой жидкости. Его реализация позволила расширить динамический диапазон измеряемых расходов и повысить точность измерений объема вихревыми электромагнитными преобразователями расхода. Данный подход реализован в теплосчетчиках «ВЭПС-ДОКАР».

Литература

1. Теплосчетчик «ВЭПС-ДОКАР»: Руков-во по эксплуатации 4218-007-12560879 РЭ. Димитровград, 2003.



КОРРЕКЦИОННАЯ ОБРАБОТКА ПОДПИТОЧНОЙ И СЕТЕВОЙ ВОДЫ РЕАГЕНТОМ ПАФ-13А

Трехлетний опыт эксплуатации установки коррекционной обработки подпиточной и сетевой воды реагентом ПАФ-13А в котельной, работающей с открытым водоразбором, в муниципальном предприятии «Теплосеть», г. Железнодорожный, Московской области

В целях снижения потребления соли и воды на собственные нужды, в котельной № 8 теплосети г. Железнодорожного была смонтирована установка коррекционной обработки подпиточной и сетевой воды реагентом ПАФ-13А. Данный метод обработки воды предложили работники кафедры «Технология воды и топлива» Московского энергетического института. Он интересен, прежде всего, тем, что:

- не нарушает существующей схемы химводоподготовки;
- не требует дорогостоящего оборудования;
- прост в монтаже;
- несложен в эксплуатации;
- дает при его применении хороший экономический эффект.

Суть метода заключается в том, что реагент ПАФ-13А предотвращает образование и рост отложений за счет блокирования активных центров кристаллизации труднорастворимых соединений (карбоната кальция, гидроокиси магния и сульфата кальция). Этот эффект наблюдается при очень низких концентрациях реагента в воде (2–4 мг/л) и практически не усиливается при повышении ее выше 5 мг/л.

Реагент относится к классу нетоксичных соединений, его ПДК для водных объектов хозяйствен-

но-питьевых водоемов составляет 5 мг/л и разрешен к применению в системах теплоснабжения открытого и закрытого типа. Разрешение Госсанэпиднадзора РФ № 11–13/344–111 от 13.07.95 г. за исключением некоторых ограничений – это подогрев не выше 120 °С и жесткость исходной воды не более 8 мг-экв/л.

В нашем случае в котельной № 8 из-за ограничения по температуре в 120 °С реагент используется только для обработки сетевой воды. Вода для питания котлов-бойлеров типа ДКВР 10/13 умягчается по традиционной схеме Na-катионирования.

Установка коррекционной обработки воды состоит:

- из бака рабочего раствора реагента У–1 м³, оснащенного уровнемером с сигнализатором нижнего уровня;
- двух насосов-дозаторов типа ДП-40/25;
- устройства регулирования подачи рабочего раствора (АРДН), работающего по принципу частотного преобразователя;
- расходомерной шайбы и дифманометра «Сапфир-22ДД».

Принцип работы установки

В баке готовится рабочий раствор в объеме не

менее суточного запаса из расчета максимальной подпитки. Необходимое количество реагента при подпитке 100 тн/час составляет 9,6 кг, или 7л.

При помощи насоса-дозатора рабочий раствор подается в трубопровод перед подогреванием П-й ступени сетевого деаэратора. Необходимое количество реагента отслеживается в зависимости от расхода подпиточной воды по сигналу от дифманометра-расходомера, который с помощью АРДН изменяет число оборотов электродвигателя дозаторного насоса. Таким образом, поддерживается необходимая концентрация реагента в подпиточной и сетевой воде на уровне 2–4 мг/л.

Химический контроль водного режима теплосети

Химический контроль осуществляется путем периодического отбора проб подпиточной и сетевой воды и их анализа на содержание солей жесткости и фосфонатов.

Эффективность корректиционной обработки воды определяется по результатам анализа параллельных проб. Вода на анализ берется перед подогревателем и после подогревателя П-й ступени сетевого деаэратора и вторая параллельная проба – перед экономайзером и за бойлером котла.

При нормальном водно-химическом режиме разность замеряемых концентраций кальция или щелочности между пробами не должна превышать 0,2 мг-экв/л.

Если концентрация кальция перед подогревателем выше, чем после подогревателя, и разность превышает 0,2 мг-экв/л, это свидетельствует о том, что часть солей кальция отложилась в трубках подогревателя. В таких случаях необходимо включать в работу Na-катионирование и умягчать часть воды до приведения режима в норму.

Периодичность отбора и анализа параллельных проб – один раз в четыре часа, но не реже

одного раза в смену. Один раз в сутки отбираются и анализируются пробы воды в прямой и обратной сетевой воде, а также в подпиточной воде на содержание фосфонатов (концентрация ПАФ-13А). Анализ выполняется на приборе ФЭК (фотоэлектрокалориметр).

Установка корректиционной обработки воды была пущена в работу в июне 1997 года. Работая на реагенте в первый отопительный сезон, строго следили за сопротивлением теплообменников по манометрам. Увеличения сопротивления не наблюдалось, последующие осмотры трубных частей теплообменников подтвердили отсутствие накипи.

Технико-экономические показатели

Затраты на внедрение установки составили 146 тыс. рублей

Затраты на приобретение реагента ПАФ-13А – 33 тыс. рублей в год.

Годовая потребность в реагенте для котельной с открытым водоразбором и мощностью 21 Гкал/час – 2,5 тн.

Реагент выпускает ПО «Химпром» г. Чебоксары.

Экономический эффект от применения реагента ПАФ-13А – 1 млн. 214 тыс. рублей.

В последующие годы экономия выросла до 1 млн. 600 тыс. рублей. Затраты на обработку 1 м³ воды снизились в 6 раз, потребление воды на собственные нужды и стоки – в 6,3, потребление соли – в 5,4 раза.

На основании трехлетней эксплуатации котельной можно констатировать высокую эффективность и надежность метода корректиционной обработки воды реагентом ПАФ-13А. Опыт показал, что наибольший экономический эффект достигается при применении данного метода в котельных с открытым водоразбором.

По материалам «Котломонтажсервис»

>> *Продолжение. Нач. на с. 60*

производства позволило компании Schneider Electric получить трансформаторы Trihal с отличными техническими характеристиками:

уровень частичных разрядов, определяющий диэлектрические свойства, срок службы и надежность работы трансформатора, – не более 10 пКл, что в два раза превосходит европейские и российские нормы;

Trihal – единственный трансформатор в мире, одновременно отвечающий требованиям С2 по климатическим испытаниям, Е2 – по воздействию окружающей среды и F1 – по огнестойкости.

Уникальные противопожарные свойства и высочайшая надежность трансформаторов Trihal обусловили их использование по всему миру на объектах с максимальными требованиями к безопасности и бесперебойности электроустановок.

В России трансформаторы серии Trihal эксплуатируются уже более восьми лет. За это время они сполна подтвердили исключительные качества своей конструкции и незаурядные характеристики.

На сегодняшний день они обеспечивают электроснабжение таких ответственных объектов, как Московский Кремль, здания Центробанка, Внешэкономбанка и Министерства иностранных дел РФ, Гагаринского и Кутузовского тоннелей Москвы, работают на Лианозовском молочном комбинате, в РАО «Норильский Никель», на Магнитогорском металлургическом комбинате, Кандалакшском алюминиевом заводе, на многих других предприятиях.

*ЗАО «Шнейдер Электрик»
www.schneider-electric.ru*

Окончание на с. 98 >>



СВЕДЕНИЯ О СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЯХ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ПО ПОСТАВЩИКАМ)

ОАО «СТАВРОПОЛЬСКИЙ РАДИОЗАВОД»

1) **СЭА11** – однофазные счетчики ЭЭ; используются также в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); СЭА11-1 – одностарифные; СЭА11-2 – двухтарифные; СЭА11М – одностарифные, малогабаритные; имеют: электромеханическое суммирующее устройство, импульсный выход, гальваническую развязку от сети, защиту от хищений ЭЭ, защиту – IP51; устойчивы к перерыву питания; сохраняют работоспособность при провалах напряжения до 127В; межповерочный интервал – 8 лет; $U_{\text{ном}} = 220$ В; $t = -40...+60^{\circ}\text{C}$; класс точности: 2,0; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/65$ А; срок службы – 30 лет.

2) **СЭА3** – трехфазные, четырехпроводные счетчики ЭЭ; используются также в АСКУЭ; класс точности: 2,0; $U_{\text{ном}} = 3 \ 220/380$ В; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/55$; 1/8 А; межповерочный интервал – 6 лет; остальные параметры см. п. 1.

3) **СЭА32** – трехфазные, электронные, многотарифные счетчики; используются также в

АСКУЭ; имеют: дополнительный интерфейс связи RS-485 для подключения внешних устройств, межповерочный интервал – 10 лет, защиту – IP51; виброустойчивы; $t = -10...+45^{\circ}\text{C}$; класс точности: 1,0; $U_{\text{ном}} = 3 \ 220/380; 3 \ 380; 3 \ 100$ В; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/50; 5/10$ А; обеспечивают: сезонную смену тарифов, ежедневную и ежемесячную фиксацию электропотребления с хранением в течение месяца; фиксацию потребления ЭЭ на первое число месяца (хранение информации – четыре месяца), определение полчасовой активной мощности в течение двух месяцев, фиксацию даты и времени возникновения максимума мощности и др.; сохраняют информацию при перерывах питания.

4) **СЭ3000** – трехфазные, многотарифные счетчики ЭЭ; измеряют активную и реактивную ЭЭ и мощность в трех- и четырехпроводных цепях переменного тока; используются также в АСКУЭ; $U_{\text{ном}} = 57,7; 220$ В; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 1/1,5; 5/7,5$ А; класс точности: 0,2S (0,5S); межповерочный интервал – 6 лет; срок службы – 24 года; средняя наработка на отказ – 50000 час; виброустойчивы; обеспечивают учет и вывод на индикацию: количества по-

требленной и отпущенной ЭЭ нарастающим итогом; то же за текущие сутки и месяцы; сохраняют информацию не менее 10 лет; а ход часов и ведение календаря – не менее 1 года при отсутствии внешнего питания и др.

5) «**ПОТОК-1**» (АСКУЭ) – аппаратно-программные комплексы для измерения активной и реактивной мощности и ЭЭ на небольших энергообъектах (ЭС, ПС, многоквартирные жилые дома); обслуживают от 16 до 128 каналов учета; $t = 5...50$ °С; имеют защиту от несанкционированного доступа; средняя наработка до отказа – 20000 час; количество подключаемых УСД: 1–8; длина линии связи счетчиков с УСД не более 3 км; сохраняют информацию при перерыве питания до 10000 ч; емкость ППЗУ и ПЗУ по 128 Кбайт; обеспечивают: сбор, обработку, хранение, отображение и передачу информации о потребляемой ЭЭ и мощности на терминалы станций АСКУЭ; учет ЭЭ по дифференцированным тарифам и др. (УСД – устройство сбора данных).

6) «**ПОТОК-2**» (АСКУЭ) – измерительно-вычислительные комплексы для установки на больших энергообъектах, крупных промышленных предприятиях и организациях, потребляющих и поставляющих ЭЭ в городские микрорайоны, города, населенные пункты; для измерения активной и реактивной мощности и ЭЭ; средняя наработка на отказ – 30000 час; обслуживают от 16 до 256 каналов учета, обеспечивают: сбор, обработку, хранение, отображение и передачу информации о потребляемой ЭЭ и мощности на терминалы станций АСКУЭ; учет ЭЭ по дифференцированным тарифам; передачу данных на верхний уровень АСКУЭ и др.

ОАО «МЭТЗ» (г. МЫТИЩИ)

В табл. 1 приведены технические параметры электронных счетчиков ЭЭ типов СОЭ, СЭТ, ЦЭ. Ниже даны дополнения к этой таблице.

1) **СОЭТ-1** – однофазные, четырехтарифные счетчики акт. ЭЭ; класс точности: 2,0 (А-2,0); применяются в двухпроводных сетях переменного тока; сохраняют информацию при отключении питания до 10 лет; $t = -20...+50$ °С; срок службы не менее 24 лет.

2) **ЦЭ 6807Б** – однофазные бытовые счетчики ЭЭ; имеют импульсный выход для основного и испытательного режимов; двухтарифные счетчики ЭЭ устанавливаются в многоквартирных жилых домах, оборудованных АСКУЭ.

3) **ЦЭ6807Б-1М, ЦЭ6807Ш1-2** – имеют повышенную устойчивость к вибрациям и магнитным воздействиям, а также повышенную степень за-

щиты от хищений ЭЭ, высокую надежность и долговечность.

4) **СЭТАМ** – трехфазные счетчики активной ЭЭ в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока; применяются в системах авт. учета ЭЭ небольших предприятий, коттеджах, а также в качестве многофункциональных датчиков для больших систем; имеют ЖКИ; остальные параметры см. п. 3.

5) **СЭТА** – трехфазные, трансформаторные, универсальные счетчики ЭЭ; выполнены на интегральных схемах; остальные данные см. п. 3.

6) **СЭТ4-1** – трехфазные счетчики ЭЭ, применяются для промышленных и бытовых потребителей; остальные данные см. п. 3.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЯЗАНСКИЙ ПРИБОРНЫЙ ЗАВОД

В табл. 2 приведены технические параметры счетчиков ЭЭ типа СЭТ. Ниже даны дополнения к этой таблице.

1) **СЭТЗ** – трехфазные счетчики ЭЭ для учета активной и реактивной ЭЭ в трехфазных трех- и четырехпроводных сетях; используются в качестве телеметрических датчиков мощности в информационно-измерительных системах автоматического учета электропотребления.

2) Счетчики обеспечивают: отдельный учет ЭЭ по одному или двум временным тарифам; отдельный учет расхода и прихода активной энергии; отдельный учет индуктивной и емкостной реактивной энергии; одновременный учет активной и реактивной энергии.

3) Рабочая $t = -35...+55$ °С; межповерочный интервал – 6 лет; средняя наработка на отказ – 54000 час; средний срок службы – 30 лет.

4) **СЭТ1** – однофазные счетчики ЭЭ для учета активной ЭЭ в однофазных двухпроводных сетях переменного тока; выпускают одно- и многотарифные счетчики ЭЭ; используются также в АСКУЭ; обеспечивают: отдельный учет ЭЭ по тарифам, временным зонам суток и интервалам; автоматический переход на «летнее» и «зимнее» время; вывод информации на ПЭВМ; имеют защиту от несанкционированного доступа и индикацию предупреждения о необходимости платы.

ФГУП НПП «КОНТАКТ» (г. САРАТОВ)

Все счетчики – электронные; применяются для коммерческого учета активной ЭЭ в одно- и трехфазных сетях; работают автономно и в составе АСКУЭ.

В табл. 3 приведены технические параметры счетчиков ЭЭ, а ниже даны дополнения.

1) **СОЭ-1ПТ** – однофазные счетчики ЭЭ; име-

Таблица 1

Технические параметры электронных счетчиков ЭЭ типов СОЭ, СЭТ, ЦЭ6807**

Тип	Вид энергии (акт. – А; реакт. – R); класс точности	$I_{\text{ном}} - I_{\text{max}}, \text{A}$	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	Кол-во тарифов	Диапазон рабочих температур, °С	Кол-во направ- лений учета
ЦЭ6807Б-1	A-2,0	5–50	220	1	–45; +60	1
ЦЭ6807Б-1м	A-2,0	5–50	220	1	–45; +60	1
ЦЭ6807Б-2	A-2,0	5–50	220	2*	–45; +60	1
ЦЭ6807Ш1-2	A-2,0	5–50	220	1	–45; +60	1
ЦЭ6807Ш1-2А	A-2,0	5–50	220	1	–45; +60	1
СОЭТ-1	A-2,0	5–50	220	4 внутр.	–20; +50	1
СЭТ4-1	A-2,0	5–60	380/220	1	–40; +60	1
СЭТ4-1м	A-2,0	5–60	380/220	1	–40; +60	1
СЭТ4-1/1	A-2,0	5–7,5	380/220	1	–40; +60	1
СЭТ4-1/1м	A-2,0	5–7,5	380/220	1	–40; +60	1
СЭТ4-1/2	A-2,0	10–100	380/220	1	–40; +60	1
СЭТ4-1/2м	A-2,0	10–100	380/220	1	–40; +60	1
СЭТ4-2	A-2,0	5–60	380/220	2*	–40; +60	1
СЭТ4-2/1	A-2,0	5–7,5	380/220	2*	–40; +60	1
СЭТ4-2/2	A-2,0	10–100	380/220	2*	–40; +60	1
СЭТА-1	A-0,5	1–1,5	100/57,7	1	–40; +50	1
СЭТА-1/1	A-0,5	5–7,5	100/57,7	1	–40; +50	1
СЭТА-1/2	A-1,0	1–1,5	100/57,7	1	–40; +50	1
СЭТА-1/3	A-1,0	5–7,5	100/57,7	1	–40; +50	1
СЭТА-2	A-0,5	5–7,5	100/57,7	2*	–40; +50	1
СЭТА-2/1	A-1,0	5–7,5	100/57,7	2*	–40; +50	1
СЭТАР-1/1	A-1,0	5–7,5	100/57,7	1	–40; +60	1
	R-2,0					
СЭТР-1	R-1,0	1–1,5	100/57,7	1	–40; +50	1
СЭТР-1/1	R-1,0	5–7,5	100/57,7	1	–40; +50	1
СЭТ4Р-1	R-2,0	5–60	380/220	1	–40; +60	1
СЭТ4Р-1/1	R-2,0	5–7,5	380/220	1	–40; +60	1
СЭТРП-1	R-1,0	1–1,5	100/57,7	1	–40; +50	2
СЭТРП-1/1	R-1,0	5–7,5	100/57,7	1	–40; +50	2
СЭТАП 01	A-1,0	1–1,5	100/57,7	1	–40; +50	2
СЭТАП 02	A-1,0	5–7,5	100/57,7	1	–40; +50	2
СЭТАМ005	A-1,0	5–7,5	100/57,7	3 внутр.	–40; +45	1
СЭТАМ005-01	A-1,0	5–7,5	380/220	3 внутр.	–40; +45	1
СЭТАМ005-02	A-2,0	5–50	380/220	3 внутр.	–40; +45	1
СЭТАМ005-03	A-2,0	10–100	380/220	3 внутр.	–40; +45	1
УПТ-12/100 (обслуживает до 256 счетчиков)						

* Счетчики ЭЭ не имеют внутреннего тарификатора; для переключения тарифов необходимо УПТ-12/100.

** Гарантийный срок эксплуатации всех счетчиков ЭЭ – 3 года. Межповерочный интервал: для однофазных счетчиков – 16 лет; для трехфазных – 6 лет.

Технические параметры счетчиков ЭЭ типа СЭТ

Тип	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$I_{\text{ном}}$ $-I_{\text{max}},$ А	Класс точности, %	Передаточное число А основного передающего устройства, имп./кВт·ч (имп./квар·ч)	Передаточное число В поверочного выхода (имп./квар·ч)	Единица младшего разряда кВт·ч (квар·ч)	Единица старшего разряда кВт·ч (квар·ч)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТРЕХФАЗНЫЕ							
Активной энергии							
СЭТ3а-01-00 (Г)	100/100/	1– 1,5	0,5	10000	5120000	0,001	103
СЭТ3а-01-01 (Г)	100/100/	5– 7,5	0,5	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3а-01-02 (Г)	100/100/	5– 7,5	1,0	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3а-02-03 (Г)	380/220	1–6	1,0	1000	512000	0,01	104
СЭТ3а-02-04 (Г)	380/220	5–50	1,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3а-02-05 (Г)	380/220	5–50	2,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3а-02-05М	380/220	5–65	2,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3а-02-06 (Г)	380/220	10– 50	1,0	100	51200	0,1	105
Реактивной энергии							
СЭТ3р-01-07 (Г)	100/100/	1– 1,5	0,5	10000	5120000	0,001	103
СЭТ3р-01-08 (Г)	100/100/	5– 7,5	0,5	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-01-09 (Г)	100/100/	5– 7,5	1,0	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-02-10 (Г)	380/220	1–6	1,0	1000	512000	0,01	104
СЭТ3р-02-11 (Г)	380/220	5–50	2,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3р-02-12 (Г)	380/220	10– 50	1,0	100	51200	0,1	105
Двухтарифные активной энергии							
СЭТ3а-01Т-13 (Г)	100/100/	1– 1,5	0,5	10000	5120000	0,001	103
СЭТ3а-01Т-14 (Г)	100/100/	5– 7,5	0,5	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3а-01Т-15 (Г)	100/100/	5– 7,5	1,0	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3а-02Т-16 (Г)	380/220	1–6	1,0	1000	512000	0,01	104
СЭТ3а-02Т-17 (Г)	380/220	5–50	1,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3а-02Т-18 (Г)	380/220	5–50	2,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3а-02Т-19 (Г)	380/220	10– 50	1,0	100	51200	0,1	105
Двухтарифные реактивной энергии							
СЭТ3р-01Т-20 (Г)	100/100/	1– 1,5	0,5	10000	5120000	0,001	103
СЭТ3р-01Т-21 (Г)	100/100/	5– 7,5	0,5	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-01Т-22 (Г)	100/100/	5– 7,5	1,0	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-02Т-23 (Г)	380/220	1–6	1,0	1000	512000	0,01	104
СЭТ3р-02Т-24 (Г)	380/220	5–50	2,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3р-02Т-25 (Г)	380/220	10– 50	1,0	100	51200	0,1	105

1	2	3	4	5	6	7	8
Перетоковые							
СЭТ3а-01П-26 (Г)	100/100/	1– 1,5	0,5	10000	5120000	0,001	103
СЭТ3а-01П-27 (Г)	100/100/	5– 7,5	0,5	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3а-01П-28 (Г)	100/100/	5– 7,5	1,0	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-01П-29 (Г)	100/100/	1– 1,5	0,5	10000	5120000	0,001	103
СЭТ3р-01П-30 (Г)	100/100/	5– 7,5	0,5	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-01П-31 (Г)	100/100/	5– 7,5	1,0	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-02П-32 (Г)	380/220	1–6	1,0	1000	512000	0,01	104
СЭТ3р-02П-33 (Г)	380/220	5–50	2,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3р-02П-34 (Г)	380/220	10– 50	1,0	100	51200	0,1	105
Активно-реактивные							
СЭТ3р-01-07А	100/100/	1– 1,5	0,5	10000	5120000	0,001	103
СЭТ3р-01-08А	100/100/	5– 7,5	0,5	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-01-09А	100/100/	5– 7,5	1,0	2000	1024000	0,01	104
СЭТ3р-02-10А	380/220	1–6	1,0	1000	512000	0,01	104
СЭТ3р-02-11А	380/220	5–50	2,0	100	51200	0,1	105
СЭТ3р-02-12А	380/220	10– 50	1,0	100	51200	0,1	105
ОДНОФАЗНЫЕ							
СЭТ1-1	220	5–50	2,0	3200	–	0,1	105
СЭТ1-2	220	5–50	2,0	3200	–	0,1	105
СЭТ1-4А; СЭТ1-4А.2	220	5–50	4 тарифа, 6 временных зон, летнее и зимнее время; индикация: месяц, день, час., мин.; внутренняя коррекция хода часов, вывод на ПЭВМ				
Адаптер и программное обеспечение к счетчику СЭТ1-4А (СЭТ1-4А.2)							
Примечание. Тип счетчика: а – для учета активной энергии, р – для учета реактивной энергии, Т – двухтарифные, П – для учета прихода-расхода энергии, А – для одновременного учета активной и реактивной энергии, М – модернизированный, Г – исполнение с дополнительным, гальванически развязанным выходом.							

ют механическое отсчетное устройство; СОЭ-2Т, СОЭ-4Т – имеют ЖКИ, телеметрический выход.

2) **СТЭК-1** – трехфазные счетчики.

3) Все счетчики ЭЭ – виброустойчивы, высоконадежны, долговечны, срок их службы не менее 32 лет.

ЗАО «НИЖЕГОРОДСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ»

НЭС – трехфазные счетчики полной ЭЭ; класс точности: 0,5S/1; имеют тарифное расписание на каждый месяц и праздничные дни; измеряют активно-реактивную ЭЭ и мощность, текущие зна-

чения активной и реактивной средней мощности; активную, реактивную и полную мгновенную мощность по фазам и суммарную; фазные напряжения, токи, частоту сети и $\cos \varphi$; управляют фидерами при превышении установленного лимита мощности.

ОАО «ЧЕБОКСАРСКИЙ ЭЛЕКТРОАППАРАТНЫЙ ЗАВОД»

ЦЭ-2706 – многотарифные, электронные, однофазные счетчики ЭЭ; $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/50 \text{ А}$; класс точности: 1,0; 2,0; межповерочный интервал – 10 лет; срок службы – 30 лет; измеряют активную мощность; имеют энергонезависимую

Технические параметры счетчиков ЭЭ типов СОЭ и СТЭК

Параметр	Тип счетчиков			
	СОЭ-1ПТ	СОЭ-2Т	СОЭ-4Т	СТЭК-1
Число тарифов	1	2	до 4	до 8
Класс точности	2	1 или 2	1	1(2)*
Номинальный ток, А	5 или 20	5 или 20	5	5
Максимальный ток, А	60	60	50	7,5(50)*
Номинальное напряжение, В	220	220	220	3 Г 220/380
Цена младшего разряда счетного механизма, кВт·ч	1	0,001	0,001	0,1
Цена старшего разряда, кВт·ч	100000	10000	10000	10000
Полная потребляемая мощность в цепи напряжения, не более ВА	10	10	10	2**
Активная потребляемая мощность в цепи напряжения, не более, Вт	2	2	1	0,3**
Полная потребляемая мощность в цепи тока, не более, ВА	2,5	2,5	2,5	0,5**
Диапазон рабочих температур, °С	-20...+55	-20...+55	-20...+55	-20...+55
Межповерочный интервал, лет	16	8 или 16	8	8(16)*
* – в скобках указаны характеристики трехфазного счетчика прямого включения.				
** – параметры указаны для каждой цепи тока или напряжения.				

память; ЖКИ; $t = -20...+50$ °С; влаго-, пылезащитные.

ОАО «ЛЭМЗ» (г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ)

1) «СОЛО» – электронные, однофазные, однотарифные счетчики ЭЭ; класс точности: 1,0; 2,0; $I_{ном}/I_{max} = 5/60; 10/80; 10/100$ А; $t = -40...+55$ °С; $U_{ном} = 220$ В; имеют электромеханический счетный механизм; межповерочный интервал – 16 лет; срок службы – 30 лет.

2) «ТРИО» – электронные, трехфазные, однотарифные счетчики для учета активной, реактивной и активно-реактивной ЭЭ; класс точности: 1,0; 2,0; используются также в АСКУЭ; обладают варисторной защитой от коммутационных перенапряжений и грозовых разрядов; $U_{ном} = 220/380; 380; 57,7/100; 100$ В; $I_{ном}/I_{max} = 1/2; 5/10; 5/50; 10/100$ А; срок службы – 30 лет.

3) «МЕРКУРИЙ-200» – электронные, однофазные, многотарифные счетчики ЭЭ; класс точности: 2,0; $U_{ном} = 220$ В; $I_{ном}/I_{max} = 5/50$ А.

4) «МЕРКУРИЙ-201» – то же, что и «Мерку-

рий-200», но класс точности: 1,0; 2,0; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/50; 10/80$ А.

5) **ЦЭ2726** – то же, что и «Меркурий-200», но класс точности: 1,0.

6) **ЦЭ-2727** – электронные, трехфазные, многотарифные счетчики ЭЭ; класс точности: 1,0; $U_{\text{ном}} = 3 \ 57,7; 3 \ 100; 3 \ 380; 3 \ 220/380$ В; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 1/2; 5/10; 5/50; 10/100$ А.

7) **«МЕРКУРИЙ-230»** – электронные, трехфазные, многотарифные счетчики ЭЭ; измеряют активную и реактивную ЭЭ; класс точности: 0,5; 1,0; $U_{\text{ном}} = 3 \ 57,7/100; 3 \ 220/380$ В; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/7,5; 5/50; 10/100$ А.

8) **«СКВТ-Д621»** – счетчики киловатт-часов постоянного тока; класс точности: 2,5; $U_{\text{ном}} = 1500; 3000$ В; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 300; 750; 500$ А.

9) **«ПОЛИТАРИФ»** – автоматизированные системы контроля и учета энергоносителей; для технического учета энергоносителей (сбор информации по телеметрическим каналам).

10) **«ПОЛИТАРИФ-А»** – для коммерческого учета ЭЭ (сбор информации по силовым сетям 0,4кВ).

11) **«БАЛТИКА-ЕЭС»** – для коммерческого учета ЭЭ (сбор информации по телефонным линиям, по радиоканалу, по сети GSM).

ОАО «ЭНЕРГОУЧЕТ» (г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ)

ЦЭ2736 – однофазные, электронные счетчики ЭЭ для измерения и учета активной ЭЭ в однофазных сетях переменного тока в быту и передачи телеметрической информации в АСКУЭ; класс точности: 1,0; 2,0; $U_{\text{ном}} = 220$ В; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/40$ А; $t = -30...50$ °С; межповерочный интервал – 16 лет.

ООО «СИМБИРСКОЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО» (г. УЛЬЯНОВСК)

1) **СО-ИБМ** – однофазные, электромехани-

ческие счетчики; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/20; 5/30; 10/40; 10/60$ А; $U_{\text{ном}} = 220$ В; класс точности: 2,0; межповерочный интервал – 16 лет; срок службы – 32 года; $t = -20...+50$ °С; (для однофазных и трехфазных счетчиков прямого включения); $t = 0...40$ °С (для трехфазных счетчиков трансформаторного включения).

2) **САЧ-ИБ60; САЧУ-ИТ12** – трехфазные, электромеханические счетчики; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 10/60; 5/6,25$ А; $U_{\text{ном}} = 380/220$ В; межповерочный интервал – 8 лет; срок службы – 32 года; остальные данные: см. п.1.

ОАО «ЭЛАКС» (г. ЗЕЛЕНОГРАД)

«ЭСЧТМ201» – однофазные счетчики для учета потребленной ЭЭ в прямом и обратном направлении тока; $I_{\text{ном}}/I_{\text{max}} = 5/50$ А; $t = -20...+55$ °С; класс точности: 2,0; межповерочный интервал – 16 лет; срок службы – 24 года; используются также в АСКУЭ.

КОНЦЕРН «ЭНЕРГОМЕРА» (г. СТАВРОПОЛЬ)

1) Счетчики ЭЭ многофункциональные, четырехтарифные, микропроцессорные:

а) **ЦЭ 6850** – измеряют активную и реактивную ЭЭ и мощность в двух направлениях в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока; коммерческий учет межсистемных потоков, выработки, распределения и потребления ЭЭ в ЭС, на сетевых и промышленных предприятиях; регистрация суточных графиков получасовых мощностей (хранение до 45 суток); имеют энергонезависимую память; измеряют мгновенные значения $u, i, f, \cos \varphi$.

б) **ЦЭ 6822, ЦЭ6823М** – измеряют активную ЭЭ и мощность в трехфазных сетях переменного тока; учет мощности на региональных, территориальных сетевых и промышленных предприятиях, в жилищно-коммунальной сфере; коммер-

Таблица 4

Технические параметры счетчиков ЭЭ типа ЦЭ6850, ЦЭ6822, ЦЭ6823М

Параметр	Тип счетчиков		
	ЦЭ 6850	ЦЭ 6822	ЦЭ 6823М
Класс точности	0,5; 1,0	1,0; 2,0	0,5; 1,0; 2,0
$I_{\text{ном}} (I_{\text{max}}), \text{ А}$	1 (1,5); 5 (7,5)	5 (50); 10 (100)	1 (1,5); 5 (7,5)
$U_{\text{ном}}, \text{ В}$	3 x 57,7 (3 x 100) 3 x 220 (380)	3 x 220 (380)	3 x 57,7 (3 x 100) 3 x 220 (380)

Таблица 5

Технические параметры счетчиков электроэнергии типов ЦЭ6808В, ЦЭ6805, Ф68700В, ЦЭ6803В

Параметр	Тип счетчика			
	ЦЭ6808В	ЦЭ6805	Ф68700В	ЦЭ6803В
Класс точности	0,2	0,5	1,0	2,0
$I_{ном} (I_{max}), A$	1 (1,2); 5 (6)	1 (1,5); 5 (7,5)	1 (1,5); 1 (10); 5 (7,5); 5 (100)	1 (7,5); 5 (50); 10 (100)
$U_{ном}, B$	3 x 57,5 (3 x 100)	3 x 57,5 (3 x 100)	3 x 127 (220) 3 x 220 (380) 3 x 57,5 (3 x 100)	3 x 57,5 (3 x 100) 3 x 220 (380)

ческий учет межсистемных перетоков; имеют энергонезависимую память; регистрация суточных графиков получасовых мощностей (хранение до 124 суток). Остальные параметры приведены в табл. 4.

2) Счетчики ЭЭ региональных и территориальных ЭС:

а) **ЦЭ6808В** – измеряют активную ЭЭ по одному тарифу в трех- и четырехпроводных цепях (сетях) переменного тока через измерительные трансформаторы; технический и коммерческий учет межсистемных перетоков ЭЭ; измерение мощности в ЭС любого уровня.

б) **ЦЭ6805В** – измеряют и учитывают ЭЭ в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока по одному тарифу через измерительные трансформаторы; технический и коммерческий учет выработки и использования ЭЭ; измерение потоков мощности в ЭС.

в) **Ф68700В** – измеряют и учитывают ЭЭ в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока по одному тарифу через измерительные трансформаторы; технический и коммерческий учет передачи и потребления ЭЭ; измерение мощности на сетевых и промышленных предприятиях.

г) **ЦЭ6803В** – однотарифный или двухтарифный учет активной ЭЭ в трехфазных трех- и четы-

рехпроводных цепях переменного тока, непосредственно или через измерительные трансформаторы; технический и коммерческий учет потребления ЭЭ в промышленном и бытовом секторах. Остальные параметры даны в табл. 5.

3) Счетчики реактивной ЭЭ:

а) **ЦЭ6811** – измерение и учет потоков реактивной ЭЭ непосредственно или через измерительные трансформаторы; коммерческий учет межсистемных перетоков реактивной ЭЭ; измерение реактивной мощности в составе АСУЭ.

б) **ЦЭ6812** – измерение и учет активной и реактивной ЭЭ в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока, непосредственно или через измерительные трансформаторы; технический и коммерческий учет генерации и потребления активно-реактивной ЭЭ. Измерение активно-реактивной мощности на сетевых и промышленных предприятиях.

В табл. 6 приведены технические параметры счетчиков ЭЭ типов ЦЭ6811и ЦЭ6812.

4) Счетчики ЭЭ бытового назначения:

а) **ЦЭ6827, ЦЭ6827М** – измерение активной ЭЭ в однофазных цепях переменного тока и организация расчетного учета ее по двум тарифам (ЦЭ6827) и четырем тарифам (ЦЭ6827М); учет ЭЭ в бытовой сфере; энергонезависимая память; возможность передачи данных на ЭВМ.

Таблица 6

Технические параметры счетчиков реактивной энергии

Параметры	Тип счетчика	
	ЦЭ6811	ЦЭ6812
Класс точности (акт/реакт)	1,0	0,5/0,5; 1,0/1,0; 2,0/2,0
$I_{ном} / I_{max}, A$	1/1,5; 5/7, 5	1/1,5; 5/7, 5; 5/50; 5/100
$U_{ном}, B$	3 x 57,5 (3 x 100)	3 x 220 (380) 3 x 57,5 (3 x 100) 3 x 127 (3 x 220)

>> **Окончание. Нач. на с. 89**

**ШТЕПСЕЛЬНЫЕ
РАЗЪЕМЫ
И ТРАНСФОРМАТОРЫ
ТОКА ОТ ИЭК –
В АССОРТИМЕНТЕ
«АРТЭЛ»**

Компания «АртЭл» расширяет ассортимент продукции ИЭК и предлагает силовые штепсельные разъемы и трансформаторы тока. Силовые штепсельные разъемы ИЭК предназначены для использования мобильным и стационарным электрооборудованием с подключением к одно- и трех фазным сетям.

Трансформаторы тока общего применения серии ТТИ на напряжение 0,66 кВ классов точности 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S и 1,0 предназначены для контроля, индикации и записи текущих электрических параметров оборудования, для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам или устройствам защиты и управления, для защиты оборудования от повреждения.

**«ПСКОВКАБЕЛЬ»
РАСШИРЯЕТ
ДИЛЕРСКУЮ СЕТЬ
НА КАВКАЗЕ И
УКРАИНЕ**

Руководство завода «Псковкабель» приняло решение о расширении дилерской сети предприятия. Начиная с января продукцию предприятия можно приобрести в компании «Кавказкабель» ТМ в городе Прохладный (Кабардино-Балкария).

По словам гендиректора предприятия В. Кукушкина, предприятие намерено продавать на Северном Кавказе эмальпровода, обмоточные провода, силовые и контрольные кабели и другую продукцию псковского производства. Первая партия

Окончание на с. 101 >>

Таблица 7

Технические параметры счетчиков электроэнергии бытового назначения

Параметр	Тип счетчика		
	ЦЭ 6827(М)	ЦЭ 6828	ЦЭ 6807Б
Класс точности	2,0	2,0	1,0; 2,0
$I_{ном} (I_{max}), А$	5/60	1/75; 5/50; 10/100	5/50; 5/60
$U_{ном}, В$	220	3 x 220 (380)	220

б) **ЦЭ6828** – измерение активной ЭЭ и организация расчетного учета по двум тарифам в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока, непосредственно или через измерительные трансформаторы; учет ЭЭ в промышленном и бытовом секторах при питании потребителей от трехфазной сети; энерго-независимая память; возможность передачи данных на ЭВМ.

в) **ЦЭ6807Б** – однотарифный или двухтарифный учет ЭЭ в однофазных цепях переменного тока; учет ЭЭ в жилых и общественных зданиях, коттеджах, дачах, гаражах, а также в промышленных зданиях при питании потребителей от однофазной сети.

В табл. 7 приведены технические данные счетчиков ЭЭ типов ЦЭ6827, ЦЭ6827М, ЦЭ6828, ЦЭ6807Б.

5) Эталонные счетчики «Энергомера СЕ601» – для поверки и калибровки однофазных рабочих электронных и индукционных счетчиков ЭЭ в производственных условиях, а также для контроля режимов измерительной цепи; метрологические характеристики рабочих счетчиков контролируются без разрыва токовой цепи; позволяют выявить факты недоучета и хищений различными способами ЭЭ в однофазных и трехфазных цепях переменного тока.

**ООО «ЭЛЕКТРОПРИБОР»
(г. ВОРОНЕЖ)**

ПЦ6806 – цифровые измерительные преобразователи предназначены для измерения активной и реактивной ЭЭ (потребленной и возвращенной), тока, напряжения, активной и реактивной мощности по каждой фазе, частоты сети; для технического и коммерческого учета ЭЭ в составе АСКУЭ; выполняют функции: ТУ, ТС; ПЦ6806-17; дополнительно: распределяют ЭЭ по 12 тарифным зонам, передают усредненную мощность за заданный интервал времени, фиксируют максимальную мощность в каждой тарифной зоне, автоматически переходят на летнее и зимнее время, архивируют параметры и события с отметками реального времени.

**ООО «ЭЛЬСТЕР МЕТРОНИКА»
(г. МОСКВА)**

ЕвроАльфа (ЕА) – многофункциональные счетчики ЭЭ классов точности 0,2S; 0,5S; 1,0; 2,0; для учета активной и реактивной ЭЭ в цепях переменного тока в одно- и многотарифных режимах, а также в составе АСКУЭ для передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению ЭЭ. В табл. 8 приведены основные параметры этих счетчиков электроэнергии.

Основные технические характеристики счетчиков ЭЭ типа ЕА

Характеристика	Модификация счетчиков ЕвроАльфа				Примечание	
	ЕА20	ЕА10	ЕА05	ЕА02		
Класс точности	2,0	1,0	0,5	0,2		
Номинальный ток, А	5,0	1,0 i 5,0	1,0 i 5,0	1,0 i 5,0	–	
Максимальный ток, % от $I_{ном}$	1600	600, 120*	1000, 200*	1000, 200*	*для $I_{ном} = 5 \text{ А}$	
Порог чувствительности, мА	25	2	1	1	–	
Номинальные напряжения, В	3 x 230/400	3 x 57,7/100 3 x 230/400 3 x 100	3 x 57,7–230/100–400 3 x 100–400	3 x 57,7–230/100–400 3 x 100–400	По заказу	
Потребляемая мощность, не более В•А	4,0	4,0	4,0	4,0	По цепи U	
	0,1	0,1	0,1	0,1	По цепи I	
Диапазон рабочих температур, °С	от –40 до +70	от –40 до +70	от –40 до +70	от –40 до +70	–	
Количество тарифов	1–4	1–4	1–4	1–4	–	
Время сохранения информации при отключении питания	5 лет при 25 °С 2 года при 60 °С					
Среднесуточная погрешность по времени:					–	
	основная	±0,5 с/сут	±0,5 с/сут	±0,5 с/сут	±0,5 с/сут	–
	дополнительная	0,15	0,15	0,15	0,15	–
температурная	с/с/сут	с/с/сут	с/с/сут	с/с/сут	–	
Количество выходов на телеметрию	1	1–8	1–8	1–8	–	
Количество индицируемых разрядов	8	8	8	8	–	
Внутренняя постоянная счетчика K_e , i_{mp}/kWh	5000	50000	50000	50000	См. ниже*	
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	50000	50000	50000	50000	–	
Срок службы, лет	30	30	30	30		
Масса, кг	2,5	2,5	2,5	2,5		
Габаритные размеры, мм	300 x 170 x 80	300 x 170 x 80	300 x 170 x 80	300 x 170 x 80		
* Расчет пределов относительной погрешности по средней мощности производится по следующей формуле: $\Delta m = \Delta e + 100 \% (K_e \cdot T \cdot P) + 0,05 \% P$, где Δe – предел погрешности по энергии; T – время усреднения (1/60 i 1 ч); P – средняя мощность на счетчике (кВт).						



Перечень документации необходимой при эксплуатации электроустановок

Извлечение из Положения

«Обеспечение безопасности производственного оборудования» ПОТ РО-14000-003-98

1.1. Владелец электроустановок, допущенных к эксплуатации, обязан обеспечить наличие, организовать хранение в техническом архиве и ведение технической документации в следующем составе:

1.1.1. Генеральный план участка с нанесенными на нем сооружениями и подземными электротехническими коммуникациями;

1.1.2. Утвержденная проектная документация (чертежи, пояснительные записки и др.) со всеми последующими изменениями;

1.1.3. Акты приемки скрытых работ;

1.1.4. Акты испытаний и наладки оборудования;

1.1.5. Акты приемки электрооборудования в эксплуатацию;

1.1.6. Исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

1.1.7. Технические паспорта основного электрооборудования;

1.1.8. Инструкции по обслуживанию электроустановок, а также производственные инструкции по каждому рабочему месту или профессии;

1.1.9. Паспортные карты или журналы с описанием электрооборудования и средств защиты и с указанием их технических данных, а также присвоенных им инвентарных номеров (к паспортным картам или журналам должны прилагаться протоколы и акты испытаний, ремонта и ревизии оборудования);

1.1.10. Чертежи электрооборудования, электроустановок и сооружений, комплекты чертежей запасных частей, исполнительные чертежи воздушных и кабельных трасс и кабельные журналы;

1.1.11. Чертежи подземных кабельных трасс и заземляющих устройств с привязками к зданиям и постоянным сооружениям, а также с указа-

нием мест установки соединительных муфт и пересечений с другими коммуникациями;

1.1.12. Общие схемы электроснабжения, составленные по предприятию в целом и по отдельным цехам и участкам;

1.1.13. Комплект эксплуатационных инструкций по обслуживанию электроустановок цеха, участка.

1.2. Все изменения в электроустановках, вносимые в процессе эксплуатации, должны отражаться в схемах и чертежах немедленно и за подписью лица, ответственного за электрохозяйство, с указанием его должности и даты внесения изменений.

Сведения об изменениях в схемах должны доводиться до всех работников (с записью в оперативном журнале), для которых обязательно знание этих схем.

1.3. Комплект необходимых схем электроснабжения должен находиться на рабочем месте у лица, ответственного за электрохозяйство.

1.4. Комплект оперативных схем электроустановок данного цеха, участка или связанных с ними электрически других цехов, участков должен храниться у дежурного по цеху, участку.

1.5. Основные схемы должны вывешиваться на видном месте в помещении данной электроустановки.

1.6. На всех рабочих местах должны быть необходимые эксплуатационные инструкции, составленные в соответствии с требованиями Правил эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, типовых инструкций и директивных материалов с учетом местных условий, подписанные лицом, ответственным за электрохозяйство, и утвержденные главным инженером (техническим директором) организации.

1.7. В случаях особых условий эксплуатации электроустановок должны быть разработаны эксплуатационные инструкции для обслуживания этих электроустановок с учетом характера производства работ в этих условиях, особенностей оборудования, технологии и т.п. и утверждены главным инженером (техническим директором) организации.

1.8. В производственных инструкциях электротехнического персонала должны быть указаны:

1.8.1. Перечень инструкций по обслуживанию оборудования и директивных документов, схем и устройств электрооборудования, знание которых обязательно для руководителя, специалиста, работника, занимающего данную должность;

1.8.2. Права, обязанности и ответственность работников;

1.8.3. Взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

1.9. В случае изменения состояния или условий эксплуатации электрооборудования в инструкции должны вноситься соответствующие дополнения, о чем (с записью в оперативном журнале) должно быть сообщено работникам, для которых обязательно знание этих инструкций.

Инструкции должны пересматриваться не реже 1 раза в 3 года.

1.10. На каждом производственном участке, в цехе должен быть комплект необходимых инструкций по утвержденному перечню. Полный комплект инструкций должен находиться у энергетика (старшего электрика) – лица, ответственного за электрохозяйство цеха, участка, и необходимый комплект – у соответствующих работников на рабочих местах.

1.11. На подстанциях, в РУ или в помещениях, отведенных

для обслуживающих электроустановки работников (или на рабочем месте лица, ответственного за электрохозяйство), должна находиться следующая оперативная документация:

1.11.1. Оперативная схема или схема-макет;

1.11.2. Оперативный журнал;

1.11.3. Бланки нарядов-допусков на производство работ в электроустановках;

1.11.4. Бланки переключений;

1.11.5. Журнал или картотека дефектов и неполадок на электрооборудовании;

1.11.6. Ведомости показаний контрольно-измерительных приборов и электросчетчиков;

1.11.7. Журнал проверки знаний персонала инструкций по охране труда;

1.11.8. Журнал учета производственного инструктажа;

1.11.9. Журнал учета противоаварийных тренировок;

1.11.10. Списки: лиц, имеющих право единоличного осмотра электроустановок; лиц, имеющих право отдавать оперативные распоряжения и др.; ответственных дежурных вышестоящей энергоснабжающей организации.

1.12. Лицо, ответственное за электрохозяйство, своим распоряжением должно установить список работников, которые могут назначаться ответственными руководителями и производителями работ по нарядам-допускам и распоряжениям, а также наблюдающими при производстве этих работ.

1.13. Оперативная документация в установленные на предприятии сроки (не реже 1 раза в месяц) должна просматриваться вышестоящим электротехническим или административно-техническим персоналом, который обязан принимать меры к устранению выявленных нарушений.

>> **Продолжение. Нач. на с. 98**

продукции из Пскова ушла на Кавказкабель ТМ в середине января. Кроме того, в ближайшее время в дилерскую сеть Псковкабеля войдет торговый дом Одескабель (Украина). Начиная с февраля, туда будет поставляться полный ассортимент псковской кабельной продукции.

metainfo.ru

«МОСЭНЕРГО» ПЛАНИРУЕТ ОТКРЫТЬ В Г. ПАВЛОВСКИЙ ПОСАД МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ «МАЛЮЮ» ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ НА БАЗЕ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

ОАО «Мосэнерго» планирует открыть в г. Павловский Посад Московской области малую электростанцию на базе газотурбинной установки (ГТУ). На сегодняшний день энергокомпания приступила к подготовительному этапу строительства. Первый блок мини-ТЭЦ планируется ввести в эксплуатацию в IV квартале 2005 года. Электростанция получила название «ГТУ ТЭЦ Павловский Посад». На ней будет установлено оборудование отечественного производства. В составе объекта две газотурбинные установки электрической мощностью по 8 МВт и два котла тепловой мощностью по 16 Гкал/час каждый. Система управления ГТУ ТЭЦ обеспечивает полную автоматизацию пуска оборудования, синхронизацию электрогенератора, а также контроль всех необходимых производственных параметров. Генеральным проектировщиком объекта выступил филиал московской энергокомпании – институт «Мосэнергопроект», а функции генерального заказчика будут осуществлять специалисты ГРЭС-3 ОАО «Мосэнерго».

Окончание на с. 109 >>



ГОСТ 14202-69

Группа Г19

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР
ТРУБОПРОВОДЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

Pipelines of industrial plants identification colouring, safety signs and marking screens

Дата введения 1970-01-01

РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН Центральным научно-исследовательским и проектно-экспериментальным институтом промышленных зданий и сооружений Госстроя СССР.

Директор института К.Н. Карташов.
Зам. директора института Н.Н. Ким.
Руководитель темы В.В. Блохин.
Исполнитель Е.С. Михаленкова.

ПОДГОТОВЛЕН К УТВЕРЖДЕНИЮ:

– отделом промышленности тяжелого, химического и легкого машиностроения Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР.

И. о. зам. начальника отдела М.В. Лесников.
Инженер Г.П. Лисицына;
– отделом химического и нефтяного машиностроения Всесоюзного научно-исследовательского института по нормализации в машиностроении (ВНИИНМАШ).

Начальник отдела Е.П. Малиновская.
Руководитель темы Т.П. Бабурина.
Ведущий инженер Г.И. Глазкова.

УТВЕРЖДЕН Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР 12 декабря 1968 г. (протокол № 156).

Председатель Научно-технической комиссии

зам. председателя Комитета Б.А. Дубовиков.

Члены комиссии: Г.С. Плис, Г.А. Потемкин, Г.Г. Громов.

ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР от 7.02.1969 г. № 168.

1. Настоящий стандарт распространяется на опознавательную окраску, предупреждающие знаки и маркировочные щитки трубопроводов (включая соединительные части, арматуру, фасонные части и изоляцию) на проектируемых, вновь строящихся, реконструируемых и существующих промышленных предприятиях внутри зданий, на наружных установках и коммуникациях, находящихся на эстакадах и в подземных каналах с целью быстрого определения содержимого трубопроводов и облегчения управления производственными процессами, а также обеспечения безопасности труда.

Стандарт не распространяется на опознавательную окраску трубопроводов и коробов с электропроводкой.

2. Устанавливаются следующие десять укрупненных групп веществ, транспортируемых по трубопроводам:

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1) вода;
- 2) пар;
- 3) воздух;
- 4) газы горючие (включая сжиженные газы);
- 5) газы негорючие (включая сжиженные газы);
- 6) кислоты;
- 7) щелочи;
- 8) жидкости горючие;
- 9) жидкости негорючие;
- 0) прочие вещества.

3. Опознавательная окраска и цифровое обозначение укрупненных групп трубопроводов должны соответствовать указанному в табл. 1.

4. Характеристики цветов опознавательной окраски должны соответствовать указанному в Приложении 1.

5. Противопожарные трубопроводы независимо от их содержимого (вода, пена, пар для тушения пожара и др.), спринклерные и дренчерные системы на участках запорно-регулирующей арматуры и в местах присоединения шлангов и др. устройств для тушения пожара должны окрашиваться в красный цвет (сигнальный).

При необходимости указания содержимого противопожарных трубопроводов допускается дополнительное обозначение их посредством маркировочных щитков, окрашиваемых в соответствующие отличительные цвета.

6. Опознавательную окраску трубопроводов следует выполнять сплошной по всей поверхности коммуникаций или отдельными участками.

Метод выполнения опознавательной окраски должен выбираться в зависимости от расположения трубопроводов, их длины, диаметра, числа располагаемых совместно линий, требований техники безопасности и производственной санитарии, условий освещенности и видимости трубопроводов для обслуживающего персонала и общего архитектурного решения.

Окраску трубопроводов участками рекомендуется выполнять в цехах с большим числом и большой протяженностью коммуникаций, а также в тех случаях, когда по условиям работы из-за повышенных требований к цветопередаче и характеру архитектурного решения интерьера нежелательна концентрация ярких цветов.

Опознавательную окраску по всей поверхности трубопроводов рекомендуется применять при небольшой длине и относительно небольшом числе коммуникаций, если она не ухудшает условия работы в цехах.

На наружных установках опознавательную окраску по всей поверхности рекомендуется при-

менять только в тех случаях, когда это не вызывает ухудшения условий эксплуатации вследствие воздействия на коммуникации солнечной радиации.

7. При нанесении опознавательной окраски участками на трубопроводы, находящиеся внутри производственных помещений, остальную поверхность коммуникаций рекомендуется окрашивать в цвет стен, перегородок, потолков и прочих элементов интерьеров, на фоне которых находятся трубопроводы. При этом не допускается окрашивать трубопроводы между участками опознавательной окраской, принятой для обозначения других укрупненных групп веществ.

8. При нанесении опознавательной окраски участками на трубопроводы, находящиеся вне зданий, остальную поверхность коммуникаций рекомендуется окрашивать в цвета, способствующие уменьшению теплового воздействия солнечной радиации на трубопроводы.

9. При прокладке коммуникаций в непроходных каналах и при бесканальной прокладке коммуникаций, участки опознавательной окраски на трубопроводах следует наносить в пределах камер и смотровых колодцев.

10. Участки опознавательной окраски должны наноситься с учетом местных условий в наиболее ответственных пунктах коммуникаций (на ответвлениях, у мест соединений, фланцев, у мест отбора и КИП, в местах прохода трубопроводов через стены, перегородки, перекрытия, на вводах и выводах из производственных зданий и т.п.) не реже чем через 10 м внутри производственных помещений и на наружных установках и через 30–60 м – на наружных магистральных трассах.

11. Ширина участков опознавательной окраски должна приниматься в зависимости от наружного диаметра трубопроводов (с учетом изоляции):

для труб диаметром до 300 мм – не менее четырех диаметров;

для труб диаметром свыше 300 мм – не менее двух диаметров.






При большем числе параллельно расположенных коммуникаций участки опознавательной окраски на всех трубопроводах рекомендуется принимать одинаковой ширины и наносить их с одинаковыми интервалами.

При больших диаметрах трубопроводов участки опознавательной окраски допускается наносить в виде полос высотой не менее 1/4 окружности трубопровода.

Ширина полос должна соответствовать раз-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 1

Транспортируемое вещество		Образцы и наименование цветов опознавательной окраски
Цифровое обозначение группы	Наименование	
1	Вода	Зеленый 
2	Пар	Красный 
3	Воздух	Синий 
4	Газы горючие Газы негорючие	Желтый 
5		
6	Кислоты	Оранжевый 
7	Щелочи	Фиолетовый 
8 9	Жидкости горючие Жидкости негорючие	Коричневый 
0	Прочие вещества	Серый 

мерам, установленным для трубопроводов данного диаметра.

12. Для обозначения наиболее опасных по свойствам транспортируемых веществ на трубопроводы следует наносить предупреждающие цветные кольца.

Цвета опознавательной окраски для предупреждающих колец должны соответствовать указанным в табл. 2.

Примечания

1. При нанесении колец желтого цвета по опознавательной окраске трубопроводов газов и кислот кольца должны иметь черные каемки шириной не менее 10 мм.

2. При нанесении колец зеленого цвета по опознавательной окраске трубопроводов воды кольца должны иметь белые каемки шириной не менее 10 мм.

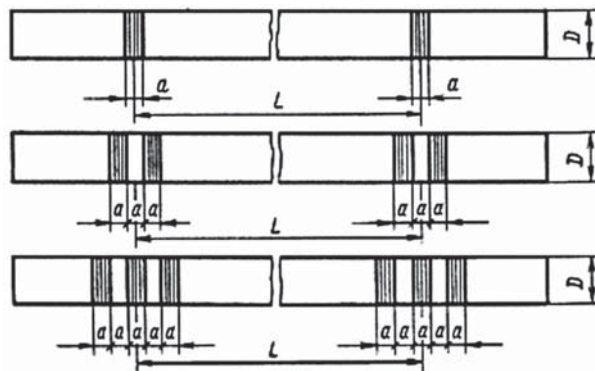
13. В случаях, когда вещество одновременно обладает несколькими опасными свойствами, обозначаемыми различными цветами, на трубопроводы одновременно следует наносить кольца нескольких цветов.

На вакуумных трубопроводах, кроме отличительной окраски, необходимо давать надпись «вакуум».

14. По степени опасности для жизни и здоровья людей или эксплуатации предприятия вещества, транспортируемые по трубопроводам, должны подразделяться на три группы, обозначаемые соответствующим количеством предупреждающих колец в соответствии с табл. 3.

15. Характеристики сигнальных цветов должны соответствовать указанным в Приложении 2.

16. Ширина предупреждающих колец и расстояние между ними должны приниматься в зависимости от наружного диаметра трубопроводов в соответствии с чертежом 1 и табл. 4.



Чертеж 1

17. При большом числе параллельно расположенных коммуникаций предупреждающие кольца на всех трубопроводах следует принимать одинаковой ширины и наносить их с одинаковыми интервалами.

18. Газоотводные линии и отдувка в атмосферу в зависимости от их содержимого должны иметь опознавательную окраску, установленную для условного обозначения укрупненных групп, с извилистыми поперечными кольцами соответствующего сигнального цвета.




НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 3

Группа	Количество предупреждающих колец	Транспортируемое вещество	Давление в кгс/см ²	Температура в °С
1	Одно	Перегретый пар	До 22	От 250 до 350
		Горячая вода, насыщенный пар	От 16 до 80	Св. 120
		Перегретый и насыщенный пар, горячая вода	От 1 до 16	От 120 до 250
		Горючие (в том числе сжиженные и активные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости)	До 25	От минус 70 до 250
		Негорючие жидкости и пары, инертные газы	До 64	От минус 70 до 350
2	Два	Перегретый пар	До 39	От 350 до 450
		Горячая вода, насыщенный пар	От 80 до 184	Св. 120
		Продукты с токсическими свойствами (кроме сильно действующих ядовитых веществ и дымящихся кислот)	До 16	От минус 70 до 350
		Горючие (в том числе сжиженные) активные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости	От 25 до 64	От 250 до 350 и от минус 70 до 0
		Негорючие жидкости и пары, инертные газы	От 64 до 100	От 340 до 450 и от минус 70 до 0
3	Три	Перегретый пар	Независимо от давления	От 450 до 660
		Горячая вода, насыщенный пар	Св. 184	Св. 120
		Сильнодействующие ядовитые вещества (СДЯВ) и дымящиеся кислоты	Независимо от давления	От минус 70 до 700
		Прочие продукты с токсическими свойствами	Св. 16	От минус 70 до 700
		Горючие (в том числе сжиженные) и активные газы, легко воспламеняющиеся и горючие жидкости	Независимо от давления	От 350 до 700
		Негорючие жидкости и пары, инертные газы	Независимо от давления	От 450 до 700

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица 2

Образцы сигнальных цветов	Наименование сигнальных цветов	Свойства транспортируемого вещества
	Красный	Легковоспламеняемость, огнеопасность и взрывоопасность
	Желтый	Опасность или вредность (ядовитость, токсичность, способность вызывать удушье, термические или химические ожоги, радиоактивность, высокое давление или глубокий вакуум и др.)
	Зеленый	Безопасность или нейтральность

19. Для обозначения трубопроводов с особо опасным для здоровья и жизни людей или эксплуатации предприятия содержанием, а также при необходимости конкретизации вида опасности, дополнительно к цветным предупреждающим кольцам должны применяться предупреждающие знаки.

20. Предупреждающими знаками должны обозначаться следующие вещества: ядовитые, огнеопасные, взрывоопасные, радиоактивные, а также прочее опасное содержимое трубопроводов (например, вещества, представляющие опасность при разрыве и др.).

21. Предупреждающие знаки должны иметь форму треугольника. Изображения должны быть черного цвета на желтом фоне.

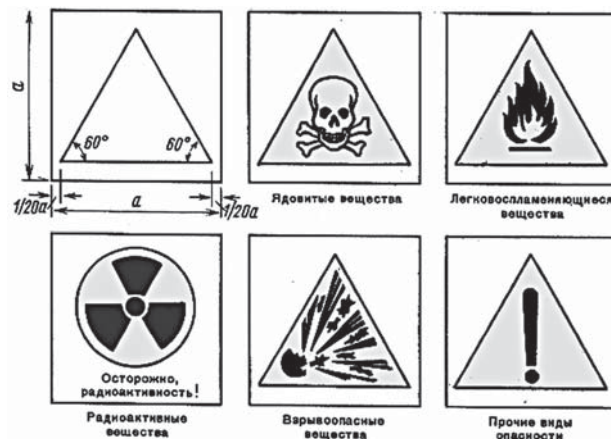
Примечание. Для веществ опасных по свойствам или сочетанию свойств, не вошедших в данную таблицу, группы опасности должны устанавливаться по согласованию с органами Госгортехнадзора.

Таблица 4

Наружный диаметр (с изоляцией) D	L	a
До 80	2000	40
От 81 до 160	3000	50
От 161 до 300	4000	70
Свыше 300	6000	100



22. Изображение предупреждающих знаков должно приниматься в соответствии с чертежом 2 и табл. 5.



Чертеж 2

23. В тех случаях, когда от воздействия агрессивных протекающих веществ может произойти изменение оттенка отличительных цветов, трубопроводы должны быть обозначены при помощи маркировочных щитков.

24. Маркировочные щитки должны применяться для дополнительного обозначения вида веществ и их параметров (температуры, давления и т. д.), необходимых по условиям эксплуатации. На маркировочные щитки на трубопроводах или на поверхности конструкций, к которым прикреплены трубопроводы, должны наноситься буквенные или цифровые надписи.

25. Надписи на щитках трубопроводов должны выполняться четким, хорошо различимым шрифтом и не должны содержать лишней информации, малоупотребимых терминов и непонятных сокращений. Шрифт для надписей рекомендуется принимать в соответствии с ГОСТ 10807-64.

Допускается обозначение вида вещества посредством цифр в соответствии с Приложением 3.

Обозначение вида вещества посредством химических формул не допускается.

Таблица 5

мм	
Варианты размеров	a
1	26
2	52
3	74
4	105
5	148

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

26. Направление потока веществ, транспортируемых по трубопроводам, должно указываться острым концом маркировочных щитков или стрелками, наносимыми непосредственно на трубопроводы.

Форма и размер стрелок должны соответствовать форме и размеру маркировочных щитков.

27. Маркировочные щитки должны выполняться четырех типов.

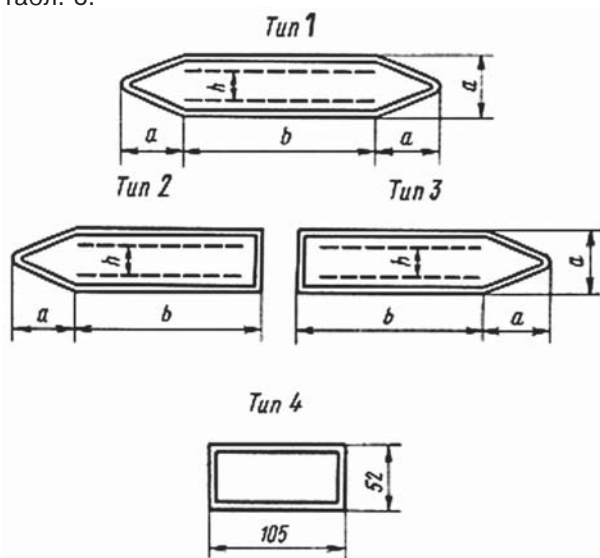
1 – для указания потока, движущегося в обоих направлениях;

2 – то же в левом направлении;

3 – то же в правом направлении;

4 – для указания места отбора транспортируемого вещества.

28. Размеры маркировочных щитков должны соответствовать указанным на чертеже 3 и в табл. 6.



Чертеж 3

29. Варианты размеров маркировочных щитков, надписей и предупреждающих знаков следует применять преимущественно:

1 – в лабораториях;

2 и 3 – в производственных помещениях;

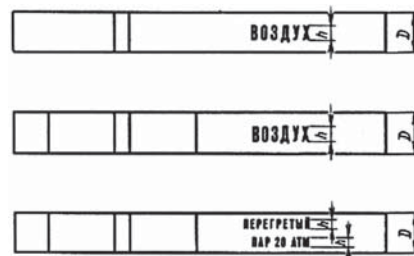
4 и 5 – на наружных установках и наружных магистральных трассах.

30. Предупреждающие знаки при креплении их на трубопроводах следует ставить совместно с маркировочными щитками.

Таблица 6

Вариант размеров	мм		Высота букв h	
	a	b	h	
			одна строка	две строки
1	26	74	19	-
2	52	148	32	19
3	74	210	50	25
4	105	297	63	32
5	148	420	90	50

31. Высота маркировочных надписей на трубопроводах должна приниматься в зависимости от наружного диаметра трубопровода в соответствии с чертежом 4 и табл. 7.



Чертеж 4

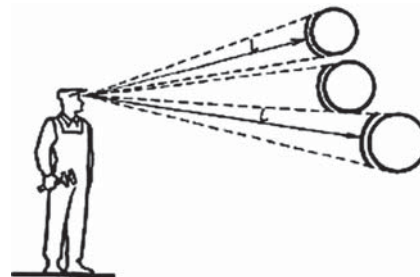
Цвет маркировочных надписей и стрелок, указывающих направление потока, наносимых на трубопроводы и маркировочные щитки, должен быть белым или черным с учетом обеспечения наибольшего контраста с основной краской трубопроводов.

Цвет надписей при нанесении их на фоне опознавательной окраски принимают:

белым – на зеленом, красном и коричневом фоне;

черным – на синем, желтом, оранжевом, фиолетовом и сером фоне.

32. Размер маркировочных щитков, надписей и предупреждающих знаков должен выбираться в зависимости от расстояния, с которого они должны восприниматься персоналом, связанным с эксплуатацией трубопроводов, в соответствии с чертежом 5 и табл. 8.



Чертеж 5

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

33. Лакокрасочные покрытия для выполнения опознавательной окраски, маркировочных щитков и предупреждающих знаков должны осуществляться в соответствии с действующими стандартами на лакокрасочные материалы и покрытия в зависимости от материала трубопроводов или защищающей их изоляции и условий эксплуатации, а также стоимости лакокрасочных покрытий и технологии их нанесения.

34. Лакокрасочные материалы, применяемые для выполнения опознавательной окраски, маркировочных щитков и предупреждающих знаков, должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов, а также технической документации, утвержденной в установленном порядке.

35. При подготовке поверхностей под окраску, нанесении и сушке лакокрасочных покрытий должны соблюдаться правила по технике безопасности и противопожарные мероприятия, предусмотренные действующими противопожарными нормами и правилами.

36. В отапливаемых и вентилируемых производственных помещениях без агрессивных сред опознавательную окраску трубопроводов, маркировочных щитков и предупреждающих знаков рекомендуется выполнять пентафталевыми эмалями марок ПФ-115 по ГОСТ 6465-63, ПФ-133 по ГОСТ 926-63 и других марок по технической документации, утвержденной в установленном порядке.

Окраску противопожарных трубопроводов и оборудования рекомендуется выполнять красной эмалью по технической документации, утвержденной в установленном порядке.

37. Цвета опознавательной окраски и сигнальные цвета допускается принимать в соответствии со следующими эталонами картотеки цветовых эталонов: зеленый № 343-344; красный № 10-11; синий № 423-424; желтый № 205-206; оранжевый № 101-102; фиолетовый № 505-506; коричневый

№ 647-648; серый № 894-895. Необходимые оттенки фиолетового и коричневого цветов в соответствии с образцами табл. 1 могут быть получены путем добавления белой краски.

38. Опознавательная окраска трубопроводов и цветовой отделка маркировочных щитков и предупреждающих знаков должны периодически возобновляться с учетом обеспечения ясной видимости цветов, изображений и надписей. Окраска должна быть ровной, без потеков, морщин, пятен и не должна отслаиваться.

39. Маркировочные щитки, надписи и предупреждающие знаки должны располагаться с учетом местных условий в наиболее ответственных пунктах коммуникаций (на ответвлениях, у мест соединений, у мест отбора, у вентилей, задвижек, клапанов, шиберов, контрольных приборов, в местах прохода трубопроводов через стены, перегородки, перекрытия, на вводах и выводах из производственных зданий и т.д.).

Маркировочные щитки, предупреждающие знаки и надписи на трубопроводах следует располагать в хорошо освещенных местах или подсвечивать, чтобы обеспечить их ясную видимость, при этом источники света не должны закрывать изображений и надписей, а также ослеплять персонал при наблюдении за ними.

Наименьшую освещенность на ответственных пунктах коммуникаций при расположении в них маркировочных щитков, надписей и предупреждающих знаков рекомендуется принимать 150 лк при люминесцентных лампах и 50 лк – при лампах накаливания.

40. Во всех производственных помещениях, где имеются трубопроводы, на хорошо доступных для обозрения местах должны вывешиваться схемы опознавательной окраски коммуникаций с расшифровкой отличительных цветов, предупреждающих знаков и цифровых обозначений, принятых для маркировки трубопроводов.

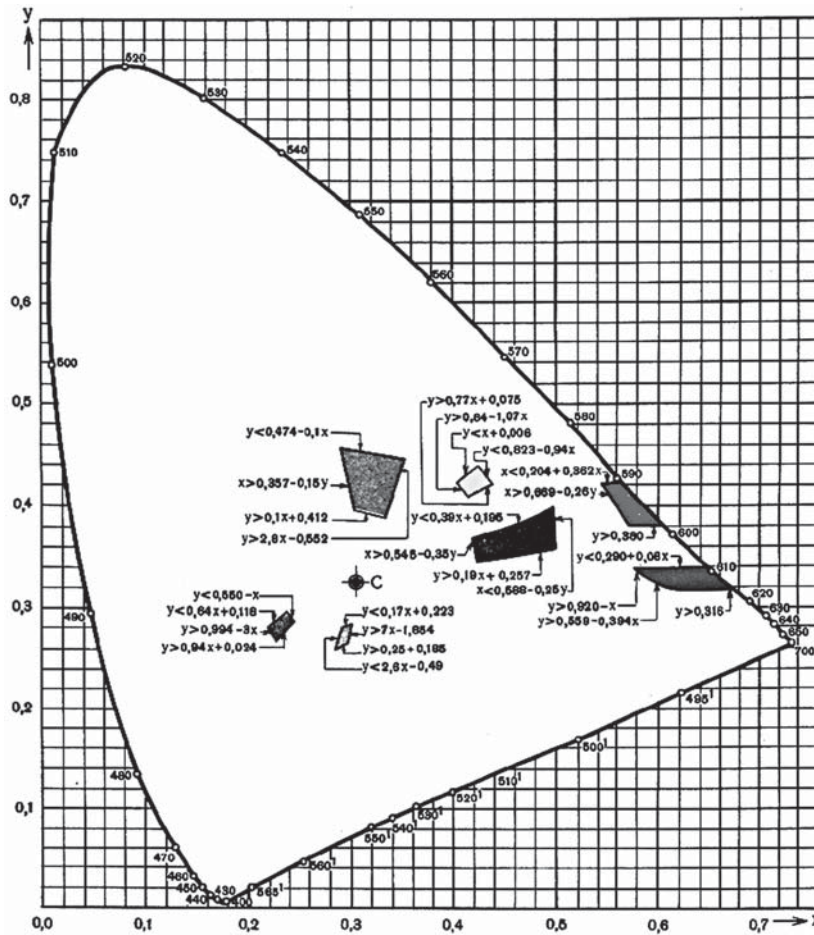
Таблица 7

Варианты размеров	Наружный диаметр D	Высота букв h	
		Одна строка	Две строки
1	До 30	19	-
2	От 81 до 160	32	19
3	От 161 до 220	50	25
4	От 221 до 300	63	32
5	Св. 300	90	50

Таблица 8

Расстояние от наблюдателя L в м	Рекомендуемый вариант размеров щитков, надписей и знаков
До 6	1
От 6 до 12	2
От 12 до 18	3
От 18 до 24	4
Свыше 24	5

Приложение 1



Отличительный цвет	Координаты цветности (для источника С)	Коэффициент отражения %	Отличительный цвет	Координаты цветности (для источника С)	Коэффициент отражения %
	$y > 0,1x + 0,412$ $y > 2,8 - 0,552$ $y < 0,474 - 0,1x$ $x > 0,357 - 0,15y$	9 - 17		$y > 0,380$ $y < 0,204 + 0,362x$ $x > 0,669 - 0,26y$	22 - 29
	$y < 0,290 + 0,08x$ $y > 0,920 - x$ $y > 0,559 - 0,394x$ $y > 0,316$	7 - 15		$y < 0,17x + 0,223$ $y < 2,6x - 0,49$ $y > 0,25x + 0,185$ $y > 7x - 1,854$	36 - 50
	$y < 0,550 - x$ $y < 0,64x + 0,118$ $y > 0,994 - 3x$ $y > 0,94x + 0,024$	36 - 50		$x > 0,545 - 0,35y$ $y > 0,19x + 0,257$ $x < 0,588 - 0,25y$ $y < 0,39x + 0,195$	9 - 17
	$y > 0,084 - 1,07x$ $y > 0,77x + 0,075$ $y < 0,823 - 0,94x$ $y < x + 0,006$	30 - 45		-	50 - 62

>> Окончание. Нач. на с. 101

го». С просьбой о строительстве новой электростанции к ОАО «Мосэнерго» обратилась администрация Павлово-Посадского района. В последние годы г. Павловский Посад и близлежащие населенные пункты испытывают возрастающую нехватку энергетических мощностей, что сдерживает экономическое развитие города. «ГТУ ТЭЦ Павловский Посад» – второй проект «малой» энергетики, реализуемый ОАО «Мосэнерго». В 1999 году в московской энергосистеме вступила в строй первая ГТУ ТЭЦ (г. Электросталь), которая стала качественно новой ступенью в технологии комбинированной выработки тепла и электроэнергии. За время эксплуатации ГТУ ТЭЦ показала высокую степень надежности работы оборудования и отпуска электро- и тепловой энергии. Как показала практика, газотурбинные установки являются наиболее перспективной технологией для обеспечения теплоснабжения городов Московской области. В отличие от обычных турбоагрегатов электростанций лопасти газовой турбины вращаются не силой пара, а под давлением продуктов сгорания природного газа. Если продукты сгорания, поступающие из газовой турбины, не выбрасывать «в воздух», а использовать для нагревания сетевой воды, то можно получать дополнительно тепловую энергию – для теплоснабжения и подачи горячей воды в жилые дома. Именно по такой схеме будет работать мини-ТЭЦ в г. Павловский Посад. Малые ГТУ ТЭЦ по сравнению с традиционными паротурбинными тепловыми электростанциями обладают рядом преимуществ: меньшая себестоимость выработки энергии, более высокий коэффициент использования топлива, достаточно короткий срок проектирования и строительства. Кроме того, строительство малых ГТУ ТЭЦ позволит сократить потери при передаче и рас-

Окончание на с. 110 >>

>> **Окончание. Нач. на с. 109**

пределении теплоты и снизить выбросы вредных веществ в атмосферу.

ИА «INFOLine»

МЕЖДУНАРОДНЫЙ СЕРТИФИКАТ ИСО-9000 ПОЛУЧИЛО АО «КАЗЭНЕРГОКАБЕЛЬ»

Международный сертификат менеджмента качества ИСО-9000 получил павлодарский завод АО «Казэнергокабель», первым успешно прошедшим аудит среди предприятий электротехнической отрасли страны.

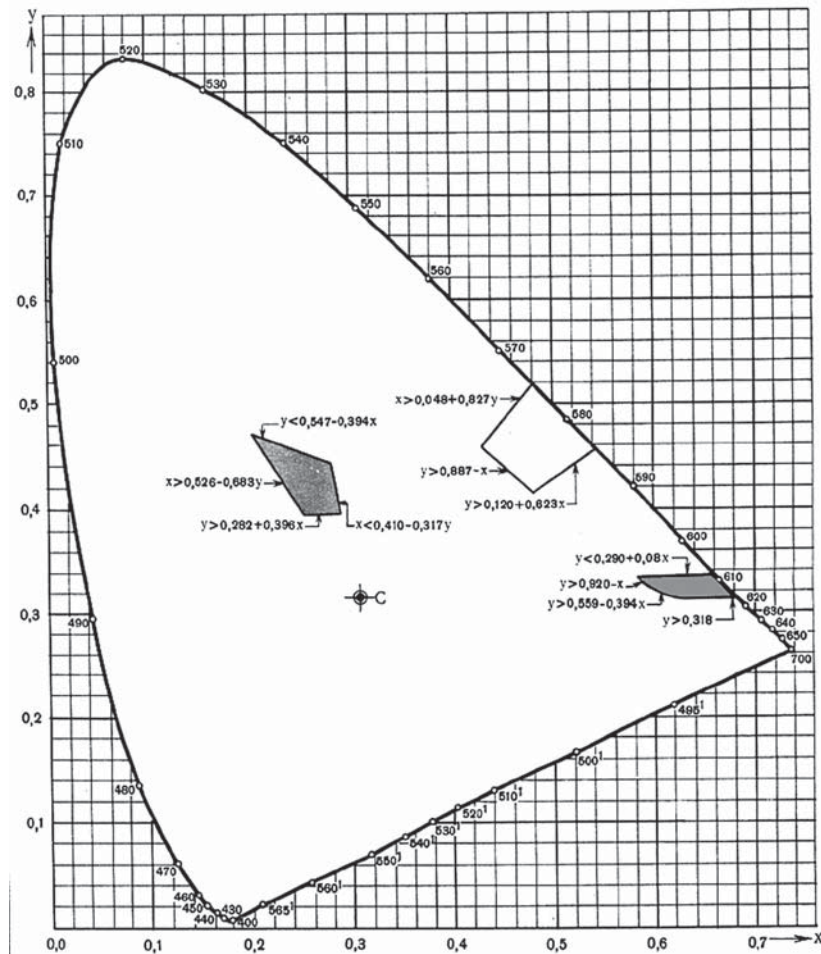
При отличном качестве продукции в минувшем году валовое производство возросло на 25 процентов. Современное, динамично развивающееся предприятие выпускает более трех тысяч наименований кабелей и проводов.




К аттестации на соответствие международным стандартам в акционерном обществе готовились основательно. Заводские специалисты прошли обучение в Новосибирском институте стандартизации, метрологии и сертификации, по рекомендациям ученых усовершенствовали организацию труда и управления производством.

В этом году в «Казэнергокабеле», по заявлению главного инженера завода Владимира Жукова, началась подготовка к получению международного сертификата ИСО-14000 на соответствие мировым стандартам экологической чистоты производства.

«Силовые машины» и китайский «Техноимпорт» намерены сотрудничать в создании тепловых электростанций в КНР

РИА Новости



Сигнальный цвет	координаты цветности (для источника C)	Коэффициент отражения %
Красный 	$y < 0,290 + 0,08x$ $y > 0,920 - x$ $y > 0,559 - 0,394x$ $y > 0,316$	7 - 15
Желтый 	$x > 0,048 + 0,827y$ $y > 0,120 + 0,632x$ $y > 0,887 - x$	более 45
Зеленый 	$x > 0,526 - 0,683y$ $x < 0,410 - 0,317y$ $y > 0,282 + 0,396x$ $y < 0,547 - 0,394x$	15 - 30

Приложение 3

Цифровое обозначение	Транспортируемое вещество Наименование	Цифровое обозначение	Транспортируемое вещество Наименование
1	Вода	4.7	окись углерода и газы ее содержащие
1.1	питьевая	4.8	Резерв
1.2	техническая	4.9	Прочие виды горючих газов
1.3	горячая (водоснабжение)	4.0	отработанные горючие газы
1.4	горячая (отопление)	5	Газы негорючие
1.5	питательная	5.1	азот и газы его содержащие
1.6	резерв	5.2	Резерв
1.7	резерв	5.3	хлор и газы его содержащие
1.8	конденсат	5.4	углекислый газ и газы его содержащие
1.9	прочие виды воды	5.5	инертные газы
1.0	отработанная, сточная	5.6	сернистый газ и газы его содержащие
2	Пар	5.7	резерв
2.1	низкого давления (до 2 кгс/см ²)	5.8	резерв
2.2	насыщенный	5.9	прочие виды негорючих газов
2.3	перегретый	5.0	отработанные негорючие газы
2.4	отопление	6	Кислоты
2.5	влажный (соковый)	6.1	серная
2.6	отборный	6.2	соляная
2.7	резерв	6.3	азотная
2.8	вакуумный	6.4	резерв
2.9	прочие виды пара	6.5	неорганические кислоты и их растворы
2.0	отработанный	6.6	органические кислоты и их растворы
3	Воздух	6.7	растворы кислых солей
3.1	атмосферный	6.8	резерв
3.2	кондиционированный	6.9	прочие жидкости кислотной реакции
3.3	циркуляционный	6.0	отработанные кислоты и кислые стоки (при pH<6,5)
3.4	горячий	7	Щелочи
3.5	сжатый	7.1	натриевые
3.6	пневмотранспорта	7.2	калийные
3.7	кислород	7.3	известковые
3.8	вакуум	7.4	известковая вода

РОССИЙСКОЕ ОАО «СИЛОВЫЕ МАШИНЫ» И КИТАЙСКАЯ КОМПАНИЯ «ТЕХНОИМПОРТ» ПОДПИСАЛИ ПРОТОКОЛ ПО СОТРУДНИЧЕСТВУ В ОБЛАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ТЭС) В КИТАЕ

Документ был подписан на российско-китайском семинаре по стимулированию двусторонней торговли.

Согласно протоколу, в соглашение о сотрудничестве от 25 мая 2004 года по проекту ТЭС «Вэйцзямао» должен быть включен план строительства теплоэлектростанции «Иминь» (третья очередь).

Стороны утвердили план работ по этому проекту и объявили о намерении включить его в перечень объектов, указанных в «Соглашении между правительствами РФ и КНР о погашении положительного сальдо китайской стороны в торговле между бывшим СССР и КНР с расчетами по клирингу от 4 января 1995 года».

В настоящее время ведутся переговоры между правительствами России и КНР по утверждению схемы и сроков погашения долгов СССР перед Китаем, которые в сумме могут составить почти 300 миллионов швейцарских франков. В схему погашения могут быть включены объекты гражданского назначения, которые РФ планирует возводить в Китае.

**К 2010 ГОДУ В ПЕКИНЕ
БУДЕТ ПРЕКРАЩЕНО
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
ОБЫЧНЫХ
ЭЛЕКТРОЛАМП**

В Пекине начинается реализация рассчитанной до 2010 года «программы экономии электроэнергии по шести направлениям»: в промышленности, государственных учреждениях, строительстве, сфере транспорта и связи, в сфере общественного освещения и в области использования регенеративных ресурсов.

Перед китайской столицей поставлена задача поднять коэффициент эффективного (экономного) освещения в столице с 37 до 95%, благодаря чему к 2010 году в городе практически прекратится использование простых ламп.

Как сообщает китайская официальная газета «Жэньминь Жибао», в рамках «программы экономии электроэнергии по шести направлениям» ожидается установление нормы расхода энергии, реконструкция инфраструктуры, систем отопления, кондиционеров, освещения и т.п.

Государственные учреждения в плане экономии электроэнергии должны служить образцом. Кроме того, они должны закупать продукцию, способствующую экономии электроэнергии.

Будет ускорена реформа системы государственного транспорта. Госучреждения будут обязаны перейти на использование автомобилей экономного типа.

Кроме того, стало известно о планах создания в 2006 году Центра надзора за работой по экономии электроэнергии, который будет выполнять как надзорно-профилактические функции, так и задачи привлечения виновных к ответственности.

REGIONS.RU

Продолжение Приложения 3

3.9	прочие виды воздуха	7.5	неорганические щелочи и их растворы
3.0	отработанный	7.6	органические щелочи и их растворы
4	Газы горючие	7.7	резерв
4.1	светильный	7.8	резерв
4.2	генераторный	7.9	прочие жидкости щелочной реакции
4.3	ацетилен	7.0	отработанные щелочи и щелочные стоки (pH>8,5)
4.4	аммиак	8	Жидкости горючие
4.5	водород и газы его содержащие		
4.6	углеводороды и их производные		
8.1	жидкости категории А (t _{зп.} <28°C)	9.6	эмульсии
8.2	жидкости категории Б (t _{зп.} >28°C <120°C)	9.7	резерв
8.3	жидкости категории В (t _{зп.} >120°C)	9.8	резерв
8.4	смазочные масла	9.9	прочие негорючие жидкости
8.5	прочие органические горючие жидкости	9.0	негорючие стоки (нейтральные)
8.6	взрывоопасные жидкости	0	Прочие вещества
8.7	резерв		
8.8	резерв	0.1	порошкообразные материалы
8.9	прочие горючие жидкости	0.2	сыпучие материалы зернистые
8.0	горючие стоки	0.3	смеси твердых материалов с воздухом
9	Жидкости негорючие	0.4	гели
		0.5	пульпы водяные
9.1	жидкие пищевкусовые продукты	0.6	пульпы прочих жидкостей
9.2	водные растворы (нейтральные)	0.7	резерв
9.3	прочие растворы (нейтральные)	0.8	резерв
9.4	водные суспензии	0.9	резерв
9.5	прочие суспензии	0.0	отработанные твердые материалы

Примечание. В случае необходимости каждая из подгрупп может быть распределена на десять более мелких подразделений, обозначаемых третьим знаком цифрового обозначения (например, в укрупненной группе 4 «Газы горючие» в составе подгруппы 6 «Углеводороды и их производные» этилен может быть выделен третьим знаком – 4.61).

Окончание следует.