

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ 3

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ 10

Энергетическая стратегия России: развитие
законодательной основы ее выполнения 10

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ 16

Обзор рынка котельного оборудования 16

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО 22

Динамические компенсаторы искажений напряжения
как способ повышения эффективности работы
потребителей при нарушениях электроснабжения 22

Основные принципы применения устройств
защитного отключения в электроустановках зданий 30

Предпосылки создания автоматизированных
систем управления промышленным энергоснабжением 41

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ 44

Птк теплоник® - эффективное управление
эпловым пунктом 44

Регулятор частоты вращения дизель-генератора
в составе системы водоснабжения с корректирующим
онтуром по давлению 50

Системный подход к оценке
эффективности тепловых насосов 53

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ 59

Методика выбора пневмотехники 59

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ 61

Методика испытания вакуумных выключателей 61

ОБМЕН ОПЫТОМ 72

Электростанция собственных нужд
Делового центра ООО «Мострансгаз» 72

ЖУРНАЛ

**«ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК»
№6/2006**

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

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

Редакционная коллегия

В.В. Жуков – д.т.н., профессор, член-корр.
Академии электротехнических наук РФ,
директор Института электроэнергетики

Э.А. Киреева – профессор кафедры
электроснабжения промышленных
предприятий, МЭИ

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

В.А. Старшинов – д.т.н., профессор, зав.
кафедрой электрических станций, МЭИ

Н.Д. Торопцев – д.т.н., профессор
кафедры электроснабжения Карачаево-
Черкесской государственной
технологической академии

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

Главный редактор
С.А. Леонов

Выпускающий редактор
Н.А. Пунтус
Верстка

Е.Б. Евдокимова
Корректор
А.Г. Свиридова

Журнал на II полугодие 2006 года
распространяется через каталог:
Агентство «Роспечать»,
ООО «Межрегиональное агентство
подписки» (МАП)

**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ
ПАРТНЕРСТВО ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ДОМ «ПРОСВЕЩЕНИЕ»**

Тел.: (495) 925-93-50, 131-73-95

Адрес: 119602, Москва, а/я602.

Email: glavenergo@mail.ru

Адрес сайта: www.glavenergo.panor.ru

Подписано в печать
Формат 60x88/8, Бумага офсетная.

Усл. печ. л. 14

Тираж

Заказ №

| | |
|--|------------|
| ЭНЕРГОАУДИТ | 76 |
| Энергоаудит и энергосбережение в котельных установках | 76 |
| SOFT | 78 |
| Программное обеспечение для ОГЭ | 78 |
| ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ | 81 |
| Функции и задачи промышленного энергетика в США | 81 |
| ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ | 84 |
| Оборудование для энергосберегающих схем | 84 |
| ВОПРОС – ОТВЕТ | |
| СПРАВОЧНИК ЭНЕРГЕТИКА | 86 |
| Условное обозначение трубопроводной арматуры | 86 |
| ВЫСТАВКИ | 88 |
| Календарь выставок | 88 |
| КНИЖНАЯ ПОЛКА | 95 |
| ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ | 97 |
| Правила устройства, монтажа и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов | 97 |
| НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ | 107 |
| Приказ Федеральной службы по тарифам от 21 марта 2006 г. N 56-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети» | 107 |

При подготовке материалов данного номера были использованы материалы изданий:
www.turbo-spektr.kharkov.ua
www.ecoenergy.ru
www.cogeneration.ru

ОКОЛО 80% ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ РОССИИ МОГУТ ДОСТАТЬСЯ ОЛИГАРХАМ

Скоро большинство энергокомпаний, образованных в результате реформы РАО «ЕЭС», перейдет в руки крупных промышленников. Как заявил совладелец «Норильского никеля» Владимир Потанин, его компания намерена обменять 3,52% акций РАО «ЕЭС», которыми сейчас владеет, на несколько генерирующих компаний электроэнергетики. Между тем «Норильский никель» не первая компания, проявившая интерес к активам РАО «ЕЭС». На них положили глаз многие крупные промышленные холдинги. Так, в начале апреля зампред правления «Газпрома» Александр Рязанов сказал, что «Газпром» намерен обменять свой пакет акций РАО «ЕЭС» (он составляет 11,6%) на энергетические активы. Нарастивать присутствие в энергетике хочет и компания «Комплексные энергетические системы» (1% акций РАО «ЕЭС»), подконтрольная Виктору Вексельбергу. Энергетическими активами также интересуется «Сибирская угольная энергетическая компания», совладельцы которой Сергей Попов и Андрей Мельниченко обладают, по оценкам экспертов, 6% акций энергетической монополии.

Независимая газета

ЧЕЛЯБИНСКИЙ ТРУБОПРОКАТНЫЙ ЗАВОД ПРИЗНАН ЛУЧШИМ ЭНЕРГОПОТРЕБИТЕЛЕМ 2005 г

Второй год подряд Челябинский трубопрокатный завод (ЧТПЗ) становится победителем в номинации «Крупный промышленный потребитель» ежегодного конкурса «Золотая Опора», организованного РАО «ЕЭС России» и ОАО «Челябэнергосбыт».

Конкурс приурочен к завершению отопительного сезона, а его итоги подводятся по результатам выполнения региональными компаниями договорных обязательств перед энергетиками в плане своевременности и пол-

ноты платежей. Как сообщили в пресс-службе ЧТПЗ, приз – мини-скульптуру «Золотая опора», а также почетную грамоту за подписью Председателя Правления РАО «ЕЭС России» Анатолия Чубайса и Генерального директора ОАО «Челябэнергосбыт» Вячеслава Середкина организаторы вручили председателю Совета директоров ОАО ЧТПЗ Александру Федорову. Бронзовая статуэтка в виде опоры ЛЭП символизирует надежные партнерские отношения энергетиков и потребителей, как опоры развития экономики России и региона. Признание ЧТПЗ одним из лучших – результат четкой и слаженной работы энергетической службы предприятия в области энергопотребления и энергосбережения. Наряду с Челябинским трубопрокатным заводом, в той же номинации, энергетики отметили еще одно предприятие Группы ЧТПЗ – Челябинский цинковый завод.

Урал-пресс

«ОПОРА РОССИИ» ПРОСИТ ПРАВИТЕЛЬСТВО ВВЕСТИ ТАРИФЫ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ЭНЕРГОСЕТЯМ

Комитет Общероссийской общественной организацией малого и среднего предпринимательства «ОПОРА РОССИИ» по строительству и девелопменту направил председателю Правительства РФ Михаилу Фрадкову, первому вице-премьеру Дмитрию Медведеву и руководителю Федеральной антимонопольной службы Игорю Артемьеву письменные обращения в связи с нерешенностью ряда проблем, связанных с технологическим присоединением к сетям энергоснабжения, и являющихся серьезным препятствием для осуществления проектов в области жилого и промышленного строительства.

Как сообщили ИА REGNUM в пресс-службе «ОПОРЫ РОССИИ», в письме отмечается, что несмотря на то, что приказом ФСТ России от 15.02.2005 г. № 22-Э/5 «Об утверждении Методических указаний по опреде-

лению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» утверждена методика расчета этой платы, проблема до конца не решена. Из этого документа выпадает целый класс присоединяемых электроустановок мощностью более 10 МВт и напряжением присоединения менее 35 кВ. При этом при мощности более 10 МВт Методика расчета платы за присоединение предусматривает договорную плату с государственным, регулируемым коэффициентом рентабельности.

Авторы обращения также обращают внимание на то, что во многих регионах России сегодня отсутствуют стратегические планы развития сетевого хозяйства, что приводит к невозможности своевременного утверждения экономически обоснованного размера платы за технологическое присоединение. Следствием этого становится ее постоянное увеличение. В настоящее время, по данным «ОПОРЫ РОССИИ», величина платы за технологическое присоединение составляет от 7 до 20 тыс. руб. за 1 кВт присоединяемой мощности без НДС (не считая расходов на сооружение собственных сетей). Зачастую, подчеркивая члены Комитета ОПОРЫ, для обеспечения собственных нужд промышленные предприятия вынуждены самостоятельно строить на своей территории генерирующие источники.

Среди других проблемных аспектов темы предприниматели называют «отсутствие публичного договора технологического присоединения, а также регламента прохождения и оформления документов». Фактически оформление договора технологического присоединения к сетям Федеральной сетевой компании занимает полгода и более, констатируется в письме.

В связи с этим Комитет «ОПОРЫ РОССИИ» обратился к главе Правительства с просьбой дать Федеральной службе по тарифам поручение о разработке тарифов на технологическое подключение, а также рассмотреть возможность обсуждения темы

на одном из заседаний Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Правительстве России.

В письме к первому вице-премьеру предприниматели просят Дмитрия Медведева принять во внимание приведенные факты при выработке комплексных мер, направленных на реализацию национального проекта «Доступное и комфортное жилье - гражданам России», а в письме к главе ФАС предлагают инициировать рассмотрение проблемы от рабочей группы по конкурентной политике, антимонопольному регулированию и развитию малого предпринимательства на одном из заседаний Совета по конкурентоспособности и предпринимательству при Правительстве РФ. Сопредседателями этой рабочей группы являются руководитель ФАС Игорь Артемьев и президент «ОПОРЫ РОССИИ» Сергей Борисов.

По словам руководителя Комитета «ОПОРЫ РОССИИ» по строительству и девелопменту Алексея Кожевникова, ни одного утвержденного тарифа на присоединение к муниципальным и региональным электросетям на сегодняшний день нет, а функции, возложенные на ФСТ по формированию и утверждению тарифов на присоединение, по-прежнему только декларируются. Кроме того, до сих пор не разработан порядок отношений между муниципальными, региональными и федеральными сетями.

ИА REGNUM

В ЯКУТИИ ОТКРЫЛАСЬ НОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ИСПОЛЬЗУЮЩАЯ ТОЛЬКО РОССИЙСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В селе Арылах Верхоянского улуса состоялась церемония торжественного открытия новой ДЭС ОАО «Сахаэнерго».

Как сообщили в пресс-службе энергокомпании, пробный запуск новой ДЭС был произведен еще в декабре прошлого года в Якутске, а теперь завезенный зимником комплекс введен в эксплуатацию уже в Арылахе.

Дизельная электростанция третьей степени автоматизации мощностью 400 кВт, собранная собственными силами ОАО «Сахаэнерго», – это первый опыт не только в Якутске, но и на всем Дальнем Востоке, заявил генеральный директор Общества Николай Парников.

В ней нет ни одной импортной «железяки», все отечественное. Дизели – Ярославского завода, щиты управления – Барнаульского, котлы утилизации – из Челябинска, система пожаротушения – из Новосибирска.

Как подчеркнул генеральный директор ОАО АК «Якутскэнерго» Константин Ильковский, «ОАО «Сахаэнерго» превращается в многоцелевую, многофункциональную компанию и помимо энергетической станвится еще и инжиниринговой».

<http://www.deita.ru>

В 2007 ГОДУ ПРЕДЕЛЬНЫЙ РОСТ ЦЕН В РОССИИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ СОСТАВИТ 13 ПРОЦЕНТОВ, НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ – 15 ПРОЦЕНТОВ

Как сообщил агентству \»Урал-пресс-информ\» начальник отдела ценообразования ОАО \»Территориальная генерирующая компания номер 10\» Владимир Колот, тариф на выработку электроэнергии, в соответствии с прогнозируемым уровнем инфляции, должен возрасти на семь с половиной процентов. Однако, с учетом стоимости транспортировки и распределения, реальный энерготариф увеличится на 12-13 процентов. Рост тарифов на тепловую энергию определен в объеме 15 процентов. При этом природный газ должен подорожать на девять процентов, энергетический каменный уголь – на шесть процентов. В перспективе государственное регулирование энерготарифов и перекрестное субсидирование будут отменены. Поставки предполагается осуществлять по двухсторонним долгосрочным договорам между генерирующими

компаниями и крупными потребителями.

Урал-пресс

Забайкальские бюджетные организации сэкономили почти 74 миллиона рублей на электроэнергии

Энергосберегающие мероприятия, проведенные Читинской областной администрацией в 2005 году, позволили значительно снизить потребление топливно-энергетических ресурсов организациями, финансируемых из областного бюджета. Принятые меры позволили сэкономить 73 941 000 рублей бюджетных средств. На заседании администрации принято решение о продолжении работы в данном направлении, утверждено соответствующее распоряжение - «О лимитах потребления топливно-энергетических ресурсов на 2006 год для исполнительных органов государственной власти Читинской области и организаций, финансируемых из областного бюджета». По информации областного комитета промышленности и природных ресурсов, в 2006 году цена установленных лимитов потребления составляет около 433 319 000 рублей. 14-ти процентный рост объемов связан с вводом в эксплуатацию новых объектов и увеличением количества подключенного оборудования. А также повышением тарифа на электроэнергию для 13,3% бюджетных потребителей. Стоит отметить, в вопросах квотирования бюджетных организаций, подобно руководству области поступают главы только Краснокаменского и Могочинского районов.

ИА «Региональная Служба Новостей»

ПРЕДПРИЯТИЯ, СОВМЕЩАЮЩИЕ ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ЕЕ ПРОИЗВОДСТВОМ И КУПЛЕЙ-ПРОДАЖЕЙ, ДОЛЖНЫ «РАСПАКОВАТЬСЯ» К 1 ИЮНЯ

Предприятия, совмещающие деятельность по передаче электроэнергии с ее производством и куплей-продажей, должны «распаковаться» к 1

июня, в противном случае принудительной «распаковкой» займётся федеральная антимонопольная служба.

Как рассказал на пресс-конференции исполнительный директор ОАО «Свердловэнергообеспечение» Сергей Попов, к ответственности могут быть привлечены не только продавцы, но и потребители электроэнергии, покупающие её у нарушающих закон предприятий.

По словам исполнительного директора ОАО «Свердловэнергообеспечение» по экономике и финансам Бориса Бокарева, на долю «Свердловэнергообеспечения» приходится 85% рынка электроэнергии Свердловской области, при этом компания готова работать со всеми потребителями.

Напомним, 1 апреля вступила в силу статья 6 ФЗ «О функционировании электроэнергетики в переходный период», запрещающая совмещение деятельности по передаче электроэнергии с её производством и куплей-продажей.

В «Свердловэнергообеспечении» считают, что тем самым фактически поставлена точка в реформе энергетики, однако пока продолжается переходный период и рынок электроэнергии находится лишь в самом начале своего развития. С 2007 года произойдёт относительная либерализация цен – сбытовые компании смогут менять сбытовую надбавку, тем самым конкурируя между собой. В «Свердловэнергообеспечении» эта надбавка составит от 0.2 коп. за 1 кВтч для крупных потребителей до 4 коп. для менее крупных.

Накануне.ru

ПЕРМСКАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ ВЕДЕТ БОРЬБУ С НАКИПЬЮ НА КРУПНЫХ ОТОПИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМАХ

Борьбу с накипью вела в этом сезоне «Пермская теплоэнергетическая компания» (входит в КЭС-Холдинг). Для эксперимента была выбрана одна из крупных котельных г. Оханска. В воду, используемую для отопления, добавлялся целый комплекс химикатов: их уникаль-

ный состав предотвращал не только образование накипи в котлах, но и появление какого-либо осадка вообще.

Внедрение подобных новшеств в теплоэнергетике стоит, как правило, недорого. Однако эффект их применения дает заметный, и заключается он не столько в экономической выгоде, сколько в исключении аварийных ситуаций. В Оханске итогом эксперимента явилось полное отсутствие аварий на котельной: отопительная система не дала ни одного сбоя даже в условиях суровых морозов, что и было отмечено недавно по итогам отопительного сезона государственной жилищной инспекцией.

В «ПТЭК» продолжают разрабатывать новые планы улучшения теплоснабжения города. В будущем году в Оханске, возможно, появится новая газотурбинная мини-ТЭЦ. Она будет вырабатывать и тепло, и электроэнергию одновременно, и позволит жителям Оханска иметь горячее водоснабжение круглый год. Пока же, к сожалению, летом город остается без горячей воды.

<http://www.nr2.ru>

В РАМКАХ ФОРУМА «РСВЕХРО-2006» СОСТОИТСЯ СЕМИНАР «ВОПРОСЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В АРМАТУРОСТРОЕНИИ»

Научно-Промышленная Ассоциация Арматуростроителей (НПАА) планирует проведение 4 октября 2006 года в культурно-выставочном комплексе «Сокольники» в Москве научно-практического семинара «Вопросы импортозамещения в арматуростроении».

Актуальность темы семинара не вызывает сомнений: не смотря на заявления чиновников всех уровней о поддержке отечественного производителя, объём импорта трубопроводной арматуры возрастает год от года. Ежегодный прирост импорта составляет в среднем примерно 30%, причём в последние годы наметилось заметное увеличение темпов роста.

Планируемый семинар нацелен на выправление сложившейся ситуации. Для этого к участию в нём будут привлечены представители таких предприятий и организаций, как – Экспертное управление Администрации Президента РФ, Минпромэнерго России, ОАО «Газпром», ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «АК «Транснефть», ФГУП «Росэнергоатом», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «АК «Сибур», ОАО «ТНК-ВР», нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, химической промышленности и т.д.

Со стороны НПАА участие в семинаре примут представители ведущих производителей трубопроводной арматуры и приводов – ОАО «Тяжпромарматура», ОАО «Чеховский завод энергетического машиностроения», ОАО «Пензтяжпромарматура», ОАО «Икар», ОАО «Бологовский арматурный завод», ЗАО «Тулаэлектропривод», ООО «НПО «Сибирский машиностроитель» и многие другие.

Целью мероприятия является создание предпосылок для начала конструктивного диалога между заинтересованными сторонами и развитию взаимовыгодного сотрудничества между производителями и потребителями трубопроводной арматуры и приводов.

www.derrick.ru

НА ЧМК ПРОДОЛЖАЕТСЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

На Челябинском металлургическом комбинате, входящем в «Мечел», приступили к монтажу оборудования котла среднего давления производственной мощностью 220 тонн пара в час.

Как сообщили агентству «Урал-пресс-информ» в пресс-службе «Мечела», на теплоэлектроцентрали Челябинского металлургического комбината приступили к монтажу оборудования котла среднего давления. Новый агрегат производственной мощностью 220 тонн пара в час предна-

значен, прежде всего, для обеспечения нужд производства. С вводом его в эксплуатацию выработка электроэнергии за год увеличится на 90 млн.кВт/ч, теплоэнергии – на 100 тыс.Гкал. КПД нового котла составит 92-94 процента. Современный высокотехнологичный котел будет оснащен специальными горелками, позволяющими максимально сжигать коксовый и доменный газы. За час на этом агрегате будет расходоваться около 15 тысяч кубометров коксового и 80 тысяч кубометров доменного газов, что приведет к значительному сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу. Строительство нового агрегата ведется в рамках долгосрочной программы технического перевооружения энергетического производства ЧМК, направленной на уменьшение доли энергозатрат в себестоимости продукции и снижение зависимости предприятия от монополистов. Ввод котла в производство намечен на конец 2006 года.

Урал-пресс

ЭНЕРГОРЫНОК РОССИИ ЧЕРЕЗ 3 ГОДА БУДЕТ ЛИБЕРАЛИЗОВАН ПРИМЕРНО НА 50%

РАО «ЕЭС России» рассчитывает, что через три года оптовый рынок электроэнергии в РФ может быть либерализован примерно на 50%, сообщил начальник департамента стратегии энергохолдинга Дмитрий Аханов. По его оценке, 70% работ на пути к либерализации энергорынка уже проведены. «Остался завершающий этап, когда нужны не простые решения, но простые действия», - сказал Аханов. Он добавил, что на сегодняшний день уже созданы все предпосылки для того, чтобы в конце текущего года запустить рынок энергомощности. В 2006 г. правительством России также должны быть приняты правила розничных рынков. Российский оптовый энергорынок разделен на два основных сегмента: регулируемый и

конкурентный. При этом фактические отклонения производства/потребления электроэнергии от планового энергобаланса торгуются в балансирующем секторе рынка. Говоря о том, как отразился на энергорынке дефицит электроэнергии, сложившийся в ряде регионов России этой зимой из-за сильных морозов, Аханов сообщил, что в балансирующем рынке цены во время этих проблем выросли достаточно сильно, доходило до 1,4 руб. за 1 кВт.ч при базисной цене 50-60 коп. за 1 кВт.ч. В настоящее время в министерствах и ведомствах готовятся новые правила работы энергорынка, которые предполагают, что с 2007 г. будут запущены долгосрочные регулируемые двусторонние договоры на электроэнергию, а конкурентный сектор преобразуется в спотовый рынок. Планируется также, что доля регулируемых договоров ежегодно будет сокращаться, сообщает Газета.Ru.

ИА RusEnergy

РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ БУДУТ ПОЛУЧАТЬ ЗАКАЗЫ НА 3 МЛРД В ГОД.

Российские производители энергооборудования смогут значительно улучшить свои финансовые показатели за счет заказов, поступающих от дочерних структур РАО ЕЭС, а потенциальный портфель заказов может составить \$3 млрд в год. Такое мнение было выражено в ходе конференции «Энергетическое машиностроение: реформа энергетики дает новый импульс», участие в которой приняли аналитики российских инвестиционных компаний.

По их мнению, сейчас деятельность российских энергомашиностроительных компаний в большей степени ориентирована на внешние рынки, в частности, на Азию и Ближний Восток. Основная причина этого - отсутствие заказов внутри страны. Однако, в ближайшее время ситуация может радикально измениться.

«Такие страны как Индия и Китай, крупнейшие потребители энергооборудования, все больше отдают предпочтение его производству внутри своей страны и рассматривают передачу новых технологий изготовления генерирующих мощностей как обязательное требование при проведении тендеров», - отмечает аналитик ИК «ФИНАМ» Михаил Пак.

Несмотря на это, энергомашиностроители в ближайшее время могут значительно улучшить свое финансовое состояние за счет заказов от дочерних компаний РАО «ЕЭС России», которые планируют направить полученные от дополнительной эмиссии ценных бумаг средства на обновление генерирующих мощностей, для чего потребуются закупка энергооборудования. «Думаю, в большинстве своем исполнителями заказов станут отечественные предприятия, по крайней мере, до тех пор, пока энергокомпания будут находиться под контролем РАО», - считает аналитик ИК «Атон» Дмитрий Скрябин. По оценкам «ФИНАМа», потенциальный суммарный портфель заказов на генерирующее оборудование может составлять примерно \$3 млрд в год.

Впрочем, аналитик ИФ «Олма» Иван Рубинов менее оптимистичен. «О полном обновлении энергомощностей, наверное, говорить преждевременно. Полагаю, будут большие заказы на ремонтные работы и продление сроков службы основных мощностей. Возможен спрос на небольшие ТЭЦ для покрытия наиболее критичных участков», - предполагает г-н Рубинов. Наряду с ТЭЦ эксперты считают перспективным направлением производство оборудования для малой энергетики. «Вообще, рынок газотурбинного оборудования обречен на успех. На данный момент установленные ГТУ обладают низкими КПД в сравнении с новейшими установками, которые позволяют экономить до 40% топлива при той же производительности. По прогнозам, до 2030 года потребление электроэнергии в мире уд-

воится, причем 40% объема энергетического машиностроения составит производство газотурбинных двигателей», – отметил г-н Пак.

В этих условиях аналитики рекомендуют инвесторам обратить внимание на ценные бумаги таких компаний как ТКЗ «Красный Котельщик», «Калужский турбинный завод» и НПО «Сатурн». Акции данных предприятий обладают значительным потенциалом роста стоимости. Правда, более крупные игроки не столь привлекательны. В частности, на котировки ОМЗ негативное влияние оказывают намерения «Газпрома» провести делистинг акций компании, а также выделить из нее атомный дивизион. Что касается «Силовых машин», то, по мнению аналитика ИК «Мегатрастойл» Андрея Новикова, «их судьба после окончания реформы РАО .ЕЭС. остается туманной».

Накануне.ru

УСТАНОВКА НАЧАЛА РАБОТУ

В соответствии со Стратегией энергетической безопасности Свердловской области на промышленных предприятиях и населенных пунктах внедряются установки комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Одним из первых проектов, реализованных в рамках этой стратегии, стало строительство двух газопоршневых установок по 200 кВт производства ООО «Уральский дизель-моторный завод» на очистных сооружениях г. Богданович. 18 апреля первая очередь установки мощностью 200 кВт пущена в эксплуатацию.

По словам начальника отдела энергосбережения министерства промышленности, энергетики и науки Свердловской области Николая Смирнова реализация этого проекта позволит снизить затраты на предоставляемые населению услуги, обеспечить надежное энергоснабжение объекта и в три раза уменьшить стоимость потребляемой электроэнергии.

Второй агрегат намечено пустить до конца 2006 года. Специалисты отмечают, что внедрение систем комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в удаленных территориях экономически выгодно, и подобные проекты будут реализованы во многих муниципальных образованиях Свердловской области.

www.upmonitor.ru

ВВЕДЕН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЭНЕРГОБЛОК НА ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДАХ

Демидовский фанерный комбинат (Владимирская область) реконструировал собственную котельную, путем перевода котла с работы на газе на измельченные древесные отходы, в основной массе которых отходы от фанерного производства, щепы и кора.

Введена в эксплуатацию первая очередь автоматизированного энергоблока, мощностью 6.5 тонн пара в час, на базе котла ДКВр-6,5/23-370 ПМ.

Оборудование энергоблока, включая механизированный склад топлива сдано в эксплуатацию «под ключ» специалистами ООО «Котломонтажсервис».

Реконструкция котельной производится руководством предприятия с целью повышения конкурентоспособности на рынке путем снижения себестоимости, выпускаемой продукции, так как расходы на топливо составляют 55-65% себестоимости тепловой энергии, поэтому цена топлива играет исключительно важную роль. Уменьшение топливной составляющей себестоимости является практически единственным источником покрытия расходов на реконструкцию.

Реконструкция паровой котельной с переводом на бросовое топливо, является очень эффективным, из-за высокого коэффициента использования установленной мощности оборудования, исключения затраты на газ, вывоз и утилизацию щепы и коры.

Заказчиком было выбрано отечественное оборудование, что снизило

расходы на реконструкцию, но увеличило срок ввода энергоблока в эксплуатацию из-за низкого качества комплектующих и конструктивных просчетов заводов-изготовителей. В данное время предприятие получает 50% тепловой энергии исключительно с отходов основного производства.

До ноября текущего года будет завершён монтаж второго энергоблока, на очереди установка паровой турбины.

www.kotel.ru

В ТАТАРСТАНЕ СТАРТОВАЛА 5-ЛЕТНЯЯ ПРОГРАММА ЭНЕРГОРЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТИ

В Татарстане началась реализация программы «Энергоресурсообъективность в РТ на 2006-2010 годы». С основными положениями этого документа, его целями и задачами, журналистов ознакомил директор Центра энергосберегающих технологий РТ при Кабинете Министров республики Евгений Мартынов.

Документ является – на качественно новом уровне - «правопреемником» республиканской целевой программы «Энергосбережение в Республике Татарстан на 2000-2005 годы». Экономический эффект, полученный по итогам ее реализации, составил порядка 7-7,5 миллиарда рублей, при том, что на претворение в жизнь самой программы из разных источников было направлено 4,5 миллиарда рублей. В течение 5 лет, динамично развивая экономику, республика, как отметил Мартынов, практически не увеличила потребление энергоносителей, которое оставалось на уровне 17 млн. тонн условного топлива. Энергоемкость валового регионального продукта снизилась на 28 процентов.

В программе энергоресурсообъективности на предстоящие 5 лет поставлена стратегическая задача по комплексному и эффективному использованию топливно-энергетических ресурсов (ТЭП), сохранению экологического

благополучия и повышению конкурентоспособности выпускаемой продукции во всех отраслях экономики. По словам Мартынова, за счет внедрения инновационных технологий в промышленности, современных приборов учета в отрасли ЖКХ и т.д., планируется достичь не менее ощутимого экономического эффекта, чем в годы действия предыдущей программы.

Специалисты рассчитывают, что реализация документа позволит решить ряд проблемных вопросов. Как констатировал Мартынов, несмотря на снижение энергоемкости ВРП, уменьшения энергопотребления и затрат в структуре себестоимости непосредственно потребления энергоносителей, сохраняется тенденция роста материальных затрат в промежуточном потреблении, не снижается уровень материалоемкости выпускаемой продукции.

Изменить ситуацию, по мнению директора Центра энергосберегающих технологий, можно при условии перехода на качественно новый этап в сфере энергосбережения. Снижение затрат ресурсов, в том числе, энергетических, в конечном продукте, как отметил Мартынов, по эффективности в разы превосходит результаты от организационно-технических мероприятий.

Директор Центра энергосберегающих технологий также выразил надежду, что новая республиканская целевая программа получит поддержку и на федеральном уровне в свете подготовки масштабной программы «Энергоэффективная экономика РФ».

<http://tatar-inform.ru>

41 ТОННА ПАРА

В Нижнекамске ведется строительство стационарной паровой котельной общей производительностью 41 т/час на котлах ДЕ16 и ДЕ25.

Заказчик – ОАО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство».

Назначение котельной – производство технологического пара для заводов крупнопанельного домостро-

ения и ЖБИ, ранее получавших пар от удаленной ТЭЦ.

Новая котельная позволит существенно снизить расходы на транспортировку пара и избежать сезонных перебоев с его поставкой.

Запуск котельной планируется в июле 2007г.

www.generation.ru

60 ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ БУДУТ ПОСТРОЕНЫ ЗА 3 ГОДА В СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Около 60 объектов малой энергетики, суммарной мощностью до 200 мегаватт, будет построено в ближайшие 3 года в Свердловской области. Об этом сообщили в департаменте информационной политики губернатора Свердловской области.

Развитие малой «сотовой» энергетики с внедрением установок по комбинированной выработке тепловой и электрической энергии на промышленных предприятиях, организациях и муниципальных образованиях, является одним из приоритетных направлений Стратегии энергетической безопасности Свердловской области.

«В 2007 году область полностью исчерпает свои энергетические ресурсы, при том что прогнозируемый дефицит электроэнергии к 2010 году составит 4 тыс. мегаватт», – сказал накануне председатель областного правительства Алексей Воробьев. Строительство ТЭЦ и других крупных энергетических объектов требует значительных финансовых ресурсов, а от начала проекта до пуска проходит 3-5 лет. Поэтому первым шагом в развитии энергетического комплекса Среднего Урала станет внедрение когенерационных установок.

На реализацию этого проекта с 2007 г планируется выделять около 50 млн. рублей бюджетных кредитов ежегодно.

www.itartass.ur.ru

ЗА ГОД ТОРГОВЛИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРО-

ЭНЕРГИИ СИБИРИ ПРОДАНО 4,9 МЛРД. КВТЧ

За 2005 год в торгах в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии в ценовой зоне Сибири принял участие 31 субъект, в том числе 19 дочерних и зависимых обществ ПАО «ЕЭС России». За это время в ценовой зоне Сибири конкурентного рынка электроэнергии было продано 4,9 млрд. кВтч электроэнергии. С момента запуска общий объем поставок электроэнергии по конкурентным ценам на территории Сибири увеличился на 31%. Об этом корреспонденту ИА REGNUM 2 мая сообщили в департаменте по взаимодействию со СМИ ПАО «ЕЭС России».

Средневзвешенная цена на электроэнергию в сибирской ценовой зоне, характеризующейся высокой долей гидрогенерации, составила 389,3 руб. за МВт ч. Участники сектора свободной торговли в ценовой зоне Сибири заключили 17 двусторонних договоров купли-продажи электроэнергии. Экономический эффект от работы в секторе свободной торговли на территории Сибири для дочерних обществ ПАО «ЕЭС России» превысил 100 млн. рублей.

Предприятия ПАО «ЕЭС России» начали участвовать в первых торгах в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии на территории Сибири год назад - 1 мая 2005 года.

Кроме того, 2,5 года назад, 1 ноября 2003 г, состоялись первые торги в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии (в ценовой зоне Европейской части России и Урала), в которых приняли участие предприятия ПАО «ЕЭС России». С начала торгов в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии на территории ценовых зон Европейской части России, Урала и Сибири приняли участие 201 субъект, в том числе 137 дочерних и зависимых обществ ПАО «ЕЭС России». Экономический эффект от работы в секторе свободной торговли для них превысил 2 млрд. рублей.



Сектор свободной торговли оптового рынка электроэнергии в Сибири запущен 1 мая 2005 г. в соответствии с постановлением правительства РФ от 15 апреля 2005 г. Условием торговли в секторе свободной торговли является то, что поставщик имеет право продавать до 15% (в Европейской энергозоне) и до 5% (в Сибирской энергозоне) от объема производимой им электроэнергии, а покупатель приобретает до 30% (в Европейской энергозоне) и до 15% (в Сибирской энергозоне) собственного планового почасового потребления.

Функции организатора торгов на оптовом рынке электроэнергии выполняет Некоммерческое Партнерство «Администратор Торговой Системы» (НП «АТС»), которое было создано в 2001 г. в соответствии с постановлением правительства РФ «О реформировании электроэнергетики РФ». НП «АТС» является одним из крупнейших организатором торгов в мире среди электроэнергетических площадок, объединяя функции по управлению регулируемым и свободным секторами на всей территории РФ.

KNews.RU

СУРГУТНЕФТЕГАЗ ПЛАНИРУЕТ СОКРАТИТЬ ЗАКУПКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ У СТОРОННИХ ФИРМ

Сургутнефтегаз планирует к 2007 году на 25% сократить закупки электроэнергии у сторонних производителей за счет ввода в эксплуатацию собственных электростанций. Это свидетельствует в том числе о развитии нового направления в деятельности компании. Как говорится в сообщении Сургутнефтегаза, выход в новый газэнергетический сектор является реальным шагом на пути формирования полноценной энергетической компании. Сургутнефтегаз ежегодно добывает более 14 млрд куб. м газа. Это около трети (32%) от добычи газа всеми нефтяными ком-

паниями России. Сегодня компания эксплуатирует 8 ГТЭС и 1 газопоршневую электростанцию (ГПЭС) суммарной мощностью 227,5 МВт. При утилизации свыше 600 млн куб. м газа в год Сургутнефтегаз вырабатывает своими силами около 1 млрд 512 млн киловатт-часов в год, обеспечивая около 20% общей потребности компании в электроэнергии. В настоящее время на месторождениях компании идет строительство еще 7 ГТЭС и 1 ГПЭС. Сургутнефтегаз первым в России запустил электростанции, работающие на нефтяном газе. В 2001 году на проектную мощность вышла газотурбинная теплоэлектростанция мощностью 24 МВт на Конитлорском месторождении и ГТЭС 19,5 МВт на Тянской группе месторождений.

IA RusEnergy

РУКОВОДСТВО ОБЪЕДИНЕННЫХ АРАБСКИХ ЭМИРАТОВ И НЕСКОЛЬКО КРУПНЕЙШИХ МИРОВЫХ КОМПАНИЙ ПОДПИСАЛИ СОГЛАШЕНИЕ О СОВМЕСТНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЦЕНТРА РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.

В проекте строительства исследовательского центра на площади в 4 кв. км. в городе Абу-Даби будут участвовать British Petroleum, Shell, Total, Occidental Petroleum Corp., General Electric, Rolls Royce, Fiat и Mitsubishi.

Подобное внимание к альтернативной энергетике со стороны крупнейших нефтедобывающих и машиностроительных корпораций вполне объяснимо: очевидно, что по мере роста цены на нефть потребители будут переключаться на другие энергоносители, и корпорации стремятся застолбить себе место на новом перспективном рынке.

www.rbc.ru

ТЕПЛЕКС ГОТОВИТСЯ К ВЫПУСКУ ТЕПЛОПЛИТ В НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

ООО «Теплекс» (Нижний Новгород) в июле 2006 года введет в эксплуатацию завод по производству теплоизоляционных плит из экструдированного пенополистирола в Заволжье (Нижегородская область) стоимостью около 120 млн. рублей.

Согласно пресс-релизу компании, в ближайшее время будет смонтирована и запущена производственная линия одного из крупнейших мировых производителей. Минимальная годовая мощность оборудования после запуска составит 80 тыс. кубометров готовой продукции.

Производство располагается в реконструированном цехе, который приобрела компания в Заволжье. Возможности оборудования позволяют выпускать плиты толщиной от 8 до 120 мм. Теплоизоляционные плиты из экструдированного пенополистирола используются как утепляющий материал при строительстве зданий.

www.interfax.ru

КОМПАНИЯ ОВЕН УСПЕШНО ЗАВЕРШИЛА ИСПЫТАНИЯ НОВОЙ МОДИФИКАЦИИ ОДНОКАНАЛЬНОГО ПИД-РЕГУЛЯТОРА ТРМ101, РАЗРАБОТАННОЙ НА ОСНОВЕ ПОЖЕЛАНИЙ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ, СОБРАННЫХ ЗА ГОД ТЕХНИЧЕСКИМИ КОНСУЛЬТАНТАМИ ОВЕН

Внесенные в терморегулятор ОВЕН ТРМ 101 изменения коснулись электромагнитной совместимости прибора, алгоритма его работы, эргономики и протокола обмена данными по сети. В частности, в соответствии с пожеланиями клиентов, в новой модификации добавлен ручной режим управления, позволяющий принудительно задавать мощность «нагревателя» или «холодильника». Значи-





**Б. Максимов, В. Молодюк,
Московский Энергетический институт
(Технический Университет),
институт электроэнергетики**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ: РАЗВИТИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ ОСНОВЫ ЕЕ ВЫПОЛНЕНИЯ

«Энергетическая стратегия России на период до 2020 года», принятая распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 года № 1234-р, определяет цели, задачи и механизм реализации поставленных задач в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) России [1]. Основные итоги выполнения Энергетической стратегии за 2004 год были доложены Минпромэнерго России в Правительство РФ в марте 2005 года [2].

Важной составляющей механизма реализации Энергетической стратегии является законодательное обеспечение выполнения поставленных в ней задач. Отставание в разработке законодательных актов стало настолько серьезным, что Комиссия Совета Федерации по естественным монополиям провела 6 декабря 2005 года парламентские слушания, на которых был сделан анализ первых итогов ее выполнения и рассмотрены первоочередные задачи законодательного обеспечения ее реализации.

Анализ основных показателей развития ТЭК показал, что в настоящее время имеет место рост добычи и производства по всем основным энергоносителям и что они соответствуют или превышают прогнозные оценки Энергетической стратегии. Это позволило полностью удовлетворить в 2004 году внутренний и экспортный спрос на энергетические ресурсы, а также выполнить основные требования Энергетической стратегии по таким параметрам государственной политики как энергетическая безопасность, энерге-

тическая и бюджетная эффективность и экологическая безопасность страны [3].

Положительное влияние на темпы экономического развития России и на показатели функционирования отраслей ТЭК оказал рост экспортных цен на углеводороды. По оценкам Минэкономразвития России фактор благоприятной ценовой конъюнктуры мировых рынков обусловил в 2004 году более половины экономического роста страны. Однако экономический рост не сопровождался необходимыми структурными изменениями и развитием перерабатывающих секторов в экономике. Аналогичная тенденция сохранялась и в 2005 году.

В Послании Президента РФ Федеральному Собранию РФ 2004 года отмечено, что изношенность и низкая плотность нефтепроводов, газотранспортной системы и инфраструктуры электроэнергетики накладывают значительные ограничения на развитие всей российской экономики. Действующая технологическая база ТЭК не только изношена физически, но и устарела морально по техническим и экономическим показателям.

В целях максимально эффективного и безопасного использования энергетического потенциала страны, повышения его конкурентоспособности на мировом рынке Энергетическая стратегия предусматривает кардинальное технологическое и структурное перевооружение отраслей ТЭК, а также диверсификацию ценообразования в зависимости от

региональной специфики и категории потребителей. Однако объем инвестируемых в энергетику страны средств недостаточен. Так, отставание по объемам капитальных вложений в развитие ТЭК составляет более 130 млрд руб. за год по отношению к уровню, определенному Энергетической стратегией. Капитальные вложения в 2004 году в целом в ТЭК составили только 72 % от их необходимой величины.

Особую тревогу вызывает положение дел в электроэнергетике и газодобыче, где инвестиционный цикл длительный, а необходимые строительные заделы отсутствуют. Такое отставание неизбежно приведет к дефициту энергоресурсов в будущем.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Объем капитальных вложений в 2004 году в электроэнергетике составил только 60 % от величины, необходимой для выполнения Энергетической стратегии. Начатая в 2005 году Минпромэнерго России разработка Программы развития электроэнергетики до 2020 года — важный шаг на пути реализации Энергетической стратегии.

В 2004 году в электроэнергетике, хотя и с отставанием от первоначальных планов, продолжалось реформирование отрасли. Российский конкурентный рынок электроэнергии еще только создается. Однако уже сейчас ясно, что предполагаемая его модель не сможет обеспечить инвестиции на развитие генерирующих мощностей [4]. Федеральные законы и постановления Правительства РФ, касающиеся реформирования электроэнергетики, никак не затронули проблему развития генерирующих мощностей и создания резервов. Эту проблему необходимо срочно решать.

Тариф на электроэнергию, рассчитываемый по формуле «инфляция минус», является важным фактором, сдерживающим инфляцию в стране, однако он не обеспечивает необходимый объем инвестиций в электроэнергетику.

После окончания реформирования электроэнергетики положение с инвестициями в отрасли останется сложным. Сейчас еще продолжает действовать механизм формирования инвестиций путем сбора средств в составе абонентной платы РАО «ЕЭС России». После прекращения регулирования тарифов государственные инвестиции в электроэнергетике будут направляться только на развитие Единой национальной электрической сети, атомных и гидрогенерирующих мощностей. Тепловая генерация должна будет развиваться за счет долгосрочных заимствований и частных инвестиций. Эта чрезвычайно важная проблема никак не освещена в документах, посвященных либерализации торговли электроэнергией в России, а законодательных инициатив со стороны Правительства РФ для решения этой проблемы не поступает.

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Развитие атомной энергетики будет обеспечиваться в основном за счет государственных инвестиций и долгосрочных заимствований. Однако существует также возможность привлечения частных инвестиций. Для этого необходимо предоставить уполномоченному федеральному органу исполнительной власти, осуществляющему управление исполь-

зованием атомной энергии, полномочия получать частные инвестиции в создание атомных электростанций на условиях признания права собственности инвесторов на оговоренную часть электрической и тепловой энергии, произведенных этими АЭС. Таким образом будет расширена база формирования инвестиций в развитие атомной энергетики.

РАЗВИТИЕ РЫНКА ГАЗА

В целях повышения эффективности функционирования отраслей ТЭК Энергетическая стратегия предусматривает реформирование их структуры, развитие рынков топливно-энергетических ресурсов и совершенствование взаимоотношений в топливно-энергетической сфере. Главные составляющие механизма реализации Энергетической стратегии — ценовая (тарифная) политика и реформирование рынка газа — стоят на месте.

В Энергетической стратегии поставлена задача снизить долю газа, которая достигла в 2000 году почти 50 %, и повысить долю угля, составлявшей в том же году лишь 16,7 %. Однако фактическое положение дел не соответствует установкам Энергетической стратегии. Так, в 2004 году доля газа в потреблении ТЭР, наоборот, еще более возросла до 52,9 %, а угля снизилась до 14,6 %. Главной причиной высокой доли газа в потреблении ТЭР для выработки энергии является его заниженная цена. И хотя регулируемые государством цены на газ в 2004 году сравнивались с ценами на энергетический уголь (в расчете на тонну условного топлива), динамика повышения цен на газ все же отстает от оценок Энергетической стратегии. Заниженная цена на газ на внутреннем рынке препятствует выполнению инвестиционных программ ОАО «Газпром».

Формированию экономически обоснованной цены на газ должно помочь развитие его рынка. Однако до сих пор не принята даже концепция рынка газа. Неаффилированные с ОАО «Газпром» газовые компании не имеют возможности использовать услуги подземных хранилищ газа. Не разработан также механизм регулирования доступа независимых производителей

энергоресурсов к трубопроводной системе и перерабатывающим мощностям, что также сдерживает развитие рыночных отношений в торговле газом.

Продолжается работа по разделению по видам деятельности и в рамках ОАО «Газпром». До настоящего времени нет четкой программы реформирования газовой промышленности.

ПРИРОСТ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Многие параметры обеспечения энергетической безопасности России не соответствуют требованиям Энергетической стратегии. Наиболее тревожащий фактор — продолжающееся отставание прироста разведанных геологических запасов нефти и газа от объемов их добычи.

Проблема восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов должна быть поддержана соответствующим законодательным обеспечением. Однако до сих пор принята новая редакция федерального закона «О недрах».



тельно сокращено время самонастройки ПИД-регулятора за счёт изменения алгоритма его работы – объединения предварительной и точной настройки. Дополнительно реализована функция восстановления заводских установок непосредственно с лицевой панели ПИД-регулятора.

В базовом варианте ПИД-регулятор ОВЕН ТРМ101 предназначен для точного поддержания температуры или других физических величин в различных технологических процессах. ПИД-регулятор используется в составе сложного технологического оборудования: экструдеров, термопластавтоматов, печей, упаковочного, полиграфического, вакуум-формовочного оборудования и т.п. ТРМ101 имеет универсальный вход для подключения широкого спектра датчиков температуры, давления, влажности и два выхода: для управления нагрузкой и аварийной сигнализации. ПИД-регулятор ОВЕН ТРМ101 может работать как самостоятельно, так и в составе сети. Встроенный интерфейс RS-485 позволяет вести обмен данными с другими приборами включёнными в сеть и осуществлять конфигурирование ПИД-регулятора с удалённого места оператора. Класс точности прибора – 0,5.

www.owen.ru

РОССИЙСКО-ИСПАНСКИЕ КОТЛЫ БУДУТ ПРОИЗВОДИТЬСЯ В НИЖНЕМ НОВГОРОДЕ

Нижегородское ПКО «Теплообменник» намерено создать совместное предприятие по производству двухконтурных отопительных котлов с испанской группой Fagor.

На начальном этапе сотрудничества с испанским концерном на «Теплообменник» поступит первая опытная партия 50 двухконтурных котлов для реализации. В дальнейшем возможна сборка котлов из испанских комплектующих и организация производства котлов на базе «Теплообменника» с использованием компонентов концерна Fagor.



УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

До сих пор угольная промышленность России не имеет своей стратегии развития. Финансирование мероприятий по ее реструктуризации осуществляется недостаточно. Так, в 2004 году акционерным обществам, компаниям и организациям, а также администрациям регионов было перечислено 6,1 млрд руб. государственной поддержки, что на 7,6 % ниже уровня 2003 года.

Острой проблемой отрасли является высокая остаточная стоимость работ по реализации проектов ликвидации шахт и разрезов. По состоянию на начало 2005 года эта величина составила 42,3 млрд руб., из которых 90 % приходится на социально значимые направления финансирования. В связи с этим в Росэнерго разработана «Ведомственная целевая программа по завершению реструктуризации угольной промышленности России в 2006-2010 годах», реализацию которой необходимо обеспечить бюджетными средствами. Следует изменить сложившуюся тенденцию снижения объемов бюджетных средств, предусматриваемых для реструктуризации угольной промышленности.

Целесообразно проводить технико-экономическую экспертизу с участием представителей угольных компаний всех проектов строительства новых (не угольных) электростанций, в частности капиталоемких ГЭС в районах перспективных угольных разрезов и ТЭС. Без внедрения новых эффективных технологий сжигания углей на электростанциях для выработки электроэнергии и тепла невозможен масштабный переход на угольное топливо, а без него поставки газа на экспорт в будущем будут ограничены. Разработка чистых энергосберегающих технологий сжигания угля должна стать одной из приоритетных проблем крупных угледобывающих компаний страны.

ЦЕНЫ И ТАРИФЫ

Искажение цен на топливно-энергетические ресурсы не позволяет сформировать правильные ценовые

сигналы для эффективного развития отраслей ТЭК. Складывающаяся ситуация требует принятия срочных мер со стороны государства по формированию и целевому использованию инвестиций в отраслях с естественно монопольными видами деятельности, где цены и тарифы регулируются и где необходимо обеспечить энергетическую безопасность.

Приближение внутрироссийских цен на энергоносители к международному уровню в условиях быстрого роста общемировых цен влечет столь же быстрое увеличение цен на энергоносители на внутреннем рынке страны. При этом интересы отечественных товаропроизводителей, в особенности производителей сельскохозяйственной продукции, становятся все более незащищенными. Ощутимым для всего российского народа следствием этого является рост практически всех потребительских цен в стране. Этой тревожной тенденции на рынке топливно-энергетических ресурсов посвящены многочисленные обращения законодательных (представительных) органов субъектов РФ к высшим органам государственной власти Российской Федерации, в том числе к палатам Федерального Собрания.

Таковыми примерами могут служить обращения депутатов Законодательного Собрания Краснодарского края от 28 сентября 2005 года, Алтайского краевого Совета народных депутатов от 4 октября 2005 года, Законодательного Собрания Иркутской области от 26 октября 2005 года. Основные предложения этих обращений сводятся к необходимости устанавливать фиксированные цены на наиболее значимые в производственном отношении виды топлива ежегодно до принятия закона о бюджете на соответствующий финансовый год, а также дифференциации налогового регулирования в части налога на добычу полезных ископаемых для целей экспорта и внутреннего рынка.

Необходимо совершенствовать тарифную политику на железнодорожном транспорте, а также ввести льготный сезонный тариф на перево-

зимый энергетический уголь, что позволит стимулировать процесс накопления угля на складах электростанций в летний период и стабилизировать сезонные колебания в работе угледобывающих предприятий и железнодорожного транспорта.

Целесообразно начать разрабатывать оптимальные региональные топливно-энергетические балансы в качестве индикативных показателей для согласованного и эффективного развития отраслей ТЭК и ценообразования в регионах.

ПЕРЕКРЕСТНОЕ СУБСИДИРОВАНИЕ

Развитие рынка электроэнергии сдерживает наличие перекрестного субсидирования между промышленностью и населением, составляющее в настоящее время около 60 млрд рублей. В то же время единовременное устранение перекрестного субсидирования потребителей может привести к существенному росту тарифов для населения, возникновению социальной напряженности [5].

Минэкономразвития России разработало комплексный план действий по устранению перекрестного субсидирования в электроэнергетике, согласованный с Правительством РФ. В нем предлагается уменьшить перекрестное субсидирование посредством введения социальной нормы потребления для населения, в пределах которой будет применяться льготный тариф, а также меры по легализации перекрестного субсидирования.

Необходимо законодательно определить новый легальный источник субсидирования, который позволил бы АО-энерго осуществлять деятельность по снабжению населения по заниженным тарифам без выпадающих для них доходов в период постепенного роста тарифов для населения.

НЕЗАВИСИМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

По данным ГУ «Институт энергетической стратегии» в настоящее время до трети тепловой и около 10 % электрической энергии вырабатывается источниками, не входящими в структуру ПАО «ЕЭС России». В связи с развитием независимых источников энергии (распределенной генерации) нужны новые законы, обеспечивающие их вхождение в рынок энергии.

В ходе принятия в 2003 году пакета законов по электроэнергетике из них «выпал» согласованный на предварительном этапе следующий важный принцип: «все новые генерирующие мощности свободны от ценового регулирования». В принятых законах отсутствуют нормы прямого действия, гарантирующие независимым производителям энергии возможность ее передачи и продажи потребителям, а также закрепляющие преимущественное право продажи энергии этими производителями по привилегированным ценам. В Энергетической стратегии отсутствуют меры государственной поддержки технологического обновления отрасли. Например, в США и государствах Европейского союза для распределенной энергетики, в которой генерация приближена к потребителю, законодательно созданы особые условия. Это закрепление обязанности сетевых компаний в первоочередном порядке и по фиксированным

ценам принимать всю выработанную малыми электростанциями энергию.

Комиссия по естественным монополиям Совета Федерации предложила ввести практику предоставлять государственные гарантии под инвестиционные кредиты, получаемые производителями автономных установок с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла, с тем чтобы обеспечить низкую стоимость этих кредитов. Эта мера должна привести к значительному снижению стоимости таких установок. Российским юридическим и физическим лицам следует предоставлять государственный потребительский кредит со ставкой дисконтирования не выше 5 % годовых на приобретение отечественных установок малой мощности.

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ПРАВОВОГО СТАТУСА СУБЪЕКТОВ ЕСТЕСТВЕННОЙ МОНОПОЛИИ

В деятельности субъектов естественной монополии возникает неопределенность их правового статуса в отношении некоторых установленных федеральными законами льгот и преференций финансового характера. Примером могут служить положения статей 2 и 21 Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации». В соответствии с упомянутыми статьями собственник системы газоснабжения вправе самостоятельно определять цены на газ и его транспортировку для целей расчетов внутри такой системы (статья 21). Однако в определении понятия «система газоснабжения» (статья 2) отсутствуют критерии включения организации в состав системы газоснабжения. На практике число юридических лиц, входящих в систему газоснабжения, может быть очень велико, а их иерархия (дочерние, зависимые и другие общества) — очень сложной. Поэтому необходимо законодательно закрепить критерии включения организаций в число субъектов системы газоснабжения, например, по признаку преобладающего участия организации-собственника системы газоснабжения в уставном капитале организаций.

БИРЖЕВЫЕ КОТИРОВКИ ОСНОВНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Состояние рынка большей части энергетических ресурсов характеризуется как естественная монополия, поэтому спрос на энергетические ресурсы в меньшей степени зависит от изменения цены на них, чем спрос на другие виды товаров. При таком положении дел имеется риск, что ценообразование ряда субъектов естественной монополии может содержать признаки недобросовестной конкуренции.

В качестве законодательного заслона на пути подобного поведения на рынке предлагается ввести биржевые котировки основных видов энергетических ресурсов. Для этого необходимо разработать проекты федеральных законов о внесении изменений в Федеральный закон «О естественных монополиях» и в Закон РФ от 20 февраля 1992 года № 2383-1 «О товарных биржах и биржевой торговле».

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

Необходимо также разработать технические регламенты в области энергетики как в рамках правительственной

Программы разработки технических регламентов на 2004-2006 гг., так и в рамках рабочей группы Комитета Совета Федерации по промышленной политике.

Целесообразно также определить федеральный орган исполнительной власти по разработке, реализации и мониторингу государственной политики энергосбережения в свете основных положений Энергетической стратегии.

РАЗВИТИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ

Правовые основы современной российской энергетики были созданы на протяжении последнего десятилетия. В их числе — Конституция РФ (в частности, пункт «и» статьи 71 о нахождении федеральных энергетических систем в ведении Российской Федерации), Гражданский кодекс РФ (в частности, параграф 6 главы 30 о договоре энергоснабжения), Федерального закона от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федерального закона от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях», Федерального закона от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», Федерального закона от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Нормы федеральных законов развиты и конкретизированы в актах Правительства РФ и федеральных органов исполнительной власти. Однако законодательную основу энергетики следует постоянно развивать, иначе выполнение Энергетической стратегии будет поставлено под угрозу.

Проект нового федерального закона «О защите конкуренции», внесенный в Государственную Думу Правительством РФ, принят Государственной Думой в первом чтении 8 июля 2005 года. Этот закон должен прийти на смену во многом устаревшему, но пока действующему Закону РФ от 22 марта 1991 года № 948-1 «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках». С принятием федерального закона «О защите конкуренции» будут обеспечены современные правовые гарантии добросовестной конкуренции на рынке энергетических ресурсов.

До настоящего времени не принят ряд федеральных законов в сфере оборота энергетических ресурсов. Так, не внесен в Государственную Думу проект федерального закона «О теплоснабжении», подготовленный Комиссией по естественным монополиям Совета Федерации.

В соответствии с Конституцией РФ к вопросам ведения Российской Федерации отнесены федеральные энергетические системы. Отсутствие федерального закона, определяющего правовые основы, в том числе обеспечение системной надежности федеральных энергетических систем, приводит к неоднозначному толкованию понятия федеральных энергетических систем при разграничении полномочий органов государственной власти и местного самоуправления по регулированию энергетического комплекса.

В целях развития законодательной основы Энергетической стратегии в первоочередном порядке предлагается разработать следующие законопроекты:

- ✓ «О теплоснабжении»;
- ✓ «О федеральных энергетических системах»;
- ✓ «О внесении изменений и дополнений в федеральных закон «Об энергосбережении»;
- ✓ «О концессионных соглашениях» (в том числе правовой регламент предоставления инвесторам исключительных прав на пользование государственной и муниципальной собственностью на условиях концессий);
- ✓ «Об обеспечении правовых основ торговли энергоресурсами в Российской Федерации и развития срочных сделок на рынках энергетических ресурсов»;
- ✓ концепцию федерального закона «Об энергетической безопасности Российской Федерации»;
- ✓ концепцию федерального закона «О возобновляемых источниках энергии».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Важной составляющей механизма реализации Энергетической стратегии является законодательное обеспечение выполнения поставленных в ней задач. Неотъемлемым условием успешного выполнения Энергетической стратегии является своевременное принятие законодательных актов.

Федеральные законы и постановления Правительства РФ, касающиеся реформирования электроэнергетики, никак не затронули проблему развития генерирующих мощностей и создания резервов.

Существует возможность привлечения частных инвестиций в развитие атомной энергетики. Для этого необходимо предоставить уполномоченному федеральному органу исполнительной власти, осуществляющему управление использованием атомной энергии, полномочия получать частные инвестиции в создание атомных электростанций на условиях признания права собственности инвесторов на оговоренную часть электрической и тепловой энергии, произведенных этими АЭС.

Фактическое положение дел со снижением доли газа для выработки электроэнергии не соответствует установкам Энергетической стратегии. Формированию экономически обоснованной цены на газ должно помочь развитию его рынка. Однако концепция развития рынка газа до сих пор не принята.

Продолжается отставание прироста разведанных геологических запасов нефти и газа от объемов их добычи.

До сих пор угольная промышленность России не имеет своей стратегии развития. Острой проблемой в угольной отрасли является высокая остаточная стоимость работ по реализации проектов ликвидации шахт и разрезов. Без внедрения новых эффективных технологий сжигания углей на электростанциях для выработки электроэнергии и тепла невозможен масштабный переход на угольное топливо, а без него поставки газа на экспорт в будущем будут ограничены.

Искажение цен на топливно-энергетические ресурсы не позволяет сформировать правильные ценовые сигналы для эффективного развития отраслей ТЭК. Складывающаяся ситуация требует принятия срочных мер со стороны го-



сударства по формированию и целесовому использованию инвестиций в отраслях с естественно монопольными видами деятельности, где цены и тарифы регулируются и где необходимо обеспечить энергетическую безопасность. Целесообразно начать разрабатывать оптимальные региональные топливно-энергетические балансы в качестве индикативных показателей для согласованного и эффективного развития отраслей ТЭК и ценообразования в регионах.

Необходимо совершенствовать тарифную политику на железнодорожном транспорте, а также ввести льготный сезонный тариф на перевозимый энергетический уголь, что позволит стимулировать процесс накопления угля на складах электростанций в летний период и стабилизировать сезонные колебания в работе угледобывающих предприятий и железнодорожного транспорта.

Развитие рынка электроэнергии сдерживает наличие перекрестного субсидирования между промышленностью и населением. Целесообразно законодательно определить новый легальный источник субсидирования, который позволил бы АО-энерго осуществлять деятельность по снабжению населения по заниженным тарифам без выпадающих для них доходов в период постепенного роста тарифов для населения.

В Энергетической стратегии отсутствуют меры государственной поддержки технологического обновления отрасли. Целесообразно ввести практику предоставлять государственные гарантии под инвестиционные кредиты, получаемые производителями автономных энергетических установок с тем чтобы обеспечить низкую стоимость этих кредитов. Эта мера должна привести к значительному снижению стоимости таких установок.

В деятельности субъектов естественной монополии возникает неопределенность их правового статуса в отношении некоторых установленных федеральными законами льгот и преференций финансового характера. Необходимо законодательно закрепить

критерии включения организаций в число субъектов системы газоснабжения, например, по признаку преобладающего участия организации-собственника системы газоснабжения в уставном капитале организаций.

Состояние рынка большей части энергетических ресурсов характеризуется как естественная монополия, поэтому спрос на энергетические ресурсы в меньшей степени зависит от изменения цены на них, чем спрос на другие виды товаров. При таком положении дел имеется риск, что ценообразование ряда субъектов естественной монополии может содержать признаки. В качестве законодательного заслона на пути недобросовестной конкуренции на рынках энергетических ресурсов предлагается ввести их биржевые котировки.

Необходимо разработать технические регламенты в области энергетики как в рамках правительственной Программы разработки технических регламентов на 2004-2006 гг., так и в рамках рабочей группы Комитета Совета Федерации по промышленной политике. Целесообразно также определить федеральный орган исполнительной власти по разработке, реализации и мониторингу государственной политики энергосбережения в свете основных положений Энергетической стратегии.

Литература

1. *Энергетическая стратегия России на период до 2020 года*. М: РИА ТЭК, 2003.
2. *Ежегодный доклад о ходе реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года* // Минпромэнерго России. 2005.
3. Максимов Б.К., Молодюк В.В. *Энергетическая стратегия России: оценка эффективности ее реализации* // Вестник МЭИ. 2005. №5.
4. Молодюк В.В. *Основные трудности на пути реализации Правительственной программы реформирования электроэнергетики России* // Энергетическая политика. 2002. № 2, 3.
5. Максимов Б.К., Молодюк В.В. *О тарифах на электрическую и тепловую энергию на 2004 г.* // Вестн. МЭИ. 2003. № 6.

Опытная партия котлов поступит на завод в начале лета. Сумму контракта на предприятии не называют. Инвестиции в организацию производства на «Теплообменнике» будут минимальными, так как готовая база на предприятии уже есть.

По данным испанской компании, в рамках партнерства предусмотрено использование «Теплообменником» технологий Fagor и комплектующих, а также создание обучающего центра для специалистов нижегородского предприятия и парка запчастей для двухконтурных котлов.

Участники рынка говорят, что создание СП с иностранным партнером и использование его комплектующих – оптимальный вариант для российского производителя двухконтурных котлов. По мнению экспертов, ключевой проблемой, с которой столкнется «Теплообменник» после запуска производства, станет конкуренция с импортом.

ОАО «Производственно-конструкторское объединение «Теплообменник» – один из крупнейших в России производителей систем кондиционирования и регулирования давления для летательных аппаратов, выпускает также радиаторы, отопительные системы для автомобилей и бытовые газовые колонки. По данным агентства «ИФ-регион», чистая прибыль ОАО в 2005 году составила 93,452 млн. руб., выручка от продаж – 1 млрд. 106 млн. руб. 25% акций принадлежат государству в лице Росимущества, значительный пакет контролирует руководство предприятия.

Группа Fagor входит в состав испанской промышленной группы Mondragon Corporacion Cooperativa (объединяет более 200 промышленных, дистрибьюторских и финансовых компаний, общий объем продаж в 2004 году превысил 9 млрд. евро). По собственным данным компании, Fagor занимает 5% мирового рынка бытовых электроприборов. Структура подразделения Fagor состоит из девяти заводов в Испании, двух в Аргентине, одного в Марокко и одного в Польше. Объем продаж в 2004 году составил около 1 млрд. евро.

www.regnum.ru



Юрий Николаев

ОБЗОР РЫНКА КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Бийский котельный завод (ОАО «БиКЗ») (фото 1) является сегодня крупнейшим в России производителем котельного оборудования. Он способен выпускать паровые котлы паропроизводительностью 0,4-35 т/ч, давлением 6-39 кгс/см² и водогрейные котлы мощностью 0,2-35 МВт с температурой нагрева воды 95-150.С.

За последние годы на предприятии главное внимание уделяется трем основным направлениям: модернизация и производство газомазутных водогрейных и паровых котлов с современными горелочными устройствами, новые конструкции твердотопливных котлов, разработка и выпуск блочно-модульных котельных установок.

В настоящее время в России, по различным оценкам, работают от 50000 до 70000 котлов, произведенных Бийским котельным заводом. Несмотря на изменение топливной конъюнктуры в целом, спрос на газомазутные котлы производства ОАО «БиКЗ» сегодня не уменьшился. Основной объем производства, помимо унифицированных для различных видов топлива котлов ДКВр, приходится на моноблочные паровые котлы ДЕ (ДЕВ), КЕ (КЕВ), ДСЕ, Е и КВЕ.

Все предыдущие годы для сжигания топлива в топках вышеперечисленных котлов применялись российские регистровые горелки ГМГм, ГМ, ГМП и РГМГ. Данные горелки работают по принципу диффузионного смешивания, когда



Фото 1. Котел паровой КЕ 2,5-14 СО

турбулизация и закручивание потока воздуха достигаются путем установки в горелки лопаточного регистра.

Сегодня алтайские котлостроители выпускают свою продукцию с новыми импортными горелками немецкой фирмы Weishaupt. До 2005 года проводились всесторонние испытания данных горелок, их адаптация к бийским котлам. С этого года начато серийное производство горелок SF для всех основных типов котлов ДЕ и ДКВр.

Первый успешный проект технологической паровой котельной с применением немецких газодизельных горелок на двух котлах ДЕ-25 реализован на одном из новосибирских заводов.

Горелки RGL60 с модулируемым регулированием обеспечили стабильную работу котла в диапазоне от 2,5 до 10 т/ч с предельно точным плавным регулированием мощности горелки в соответствии с расходом пара при производстве медикаментов.

На этом проекте реализованы все самые современные системы регулирования и управления. Например, применение частотного регулирования двигателя дымососа обеспечило дополнительную экономию 35% расходов на электроэнергию. Двигатель дымососа работает в диапазоне от 9 до 50 герц.

Сегодня ОАО «Бийский котельный завод» осуществляет поставки новых котлов, адаптированных с горелками Weishaupt, по всей России, а также выполняет проекты по реконструкции и модернизации всей ранее выпускавшейся номенклатуры котлов с применением горелок данной фирмы.

Новосибирское предприятие «Сибтепломонтаж» хорошо известно на региональном рынке отопительного оборудования такой своей продукцией, как новые модели котлов, работающих на альтернативных видах топлива; новые виды механической подачи твердого топлива; котлы с топкой кипящего слоя для сжигания низкосортных углей местных месторождений и отсевов углеобогащения.

Компания «Сибтепломонтаж» специализируется на производстве стальных водогрейных водотрубных котлов в газоплотном исполнении. Стальные водотрубные котлы имеют ряд преимуществ по сравнению с другими типами котлоагрегатов (чугунными, стальными жаротрубно-дымогарными и водотрубно-дымогарными). Они предназначены для обогрева жилых и производственных помещений с установкой в коммунальных котельных или в котельных отдельных зданий. Также водогрейные котлы могут использоваться для технологических нужд производств.

Основные преимущества этой продукции: высокий КПД - 80-92% в зависимости от сжигаемого топлива; экономичность - эти котлы позволяют достичь высоких показателей рентабельности работы котельных; высокая надежность - изготовитель предъявляет повышенные требования к используемым материалам и конструкции котлоагрегатов; высокие экологические показатели и т. д.

Сегодня новосибирцы выпускают обширную гамму стальных водогрейных котлов. Одна из популярных новых

моделей - котел KB-0,4-90H. Это стальной водотрубный водогрейный котел, работающий на твердом топливе, мощностью 0,46 МВт. Котел применяется в производственно-отопительных котельных, системах отопления для зданий площадью до 4000 кв. м.

Высокие эксплуатационные характеристики котла обеспечиваются хорошим конструкционным исполнением. Он выполнен в газоплотном исполнении (легкая обмуровка), снабжен топкой с наклонной решеткой и предтопочным бункером, не требует глубокой водоподготовки, а также фундамента.

Котлоагрегат работает с принудительной циркуляцией воды при рабочем давлении до 0,6 МПа (6,0 кгс/кв. см) и температурой нагрева воды до 95°C. Способен работать до 8 часов без дополнительной загрузки топлива, по желанию заказчика обеспечивается блоком безопасности БКБ-1 и дымососом.

Уральская промышленная группа «ГЕНЕРАЦИЯ» (г. Березовский, Свердловская обл.) выпускает достаточно солидный ассортимент котельного оборудования, предназначенного для тепло- и горячего водоснабжения. Это прежде всего такая продукция, как паровые котлы серий Е, ДЕ, МЕ, ДКВр производительностью насыщенного и перегретого пара от 0,4 до 27,5 т/ч. Используются для технологических нужд промышленными предприятиями и нефтяниками. Паровые котельные установки ПKN, УKM на базе котлов Е производительностью пара до 7,5 т/ч применяются в нефтегазовой промышленности и других отраслях народного хозяйства.

Широкий модельный ряд жаротрубных водогрейных котлов КСВ «ГЕНЕРАЦИЯ» тепловой мощностью до 8 МВт - новый шаг в повышении эффективности отопления и горячего водоснабжения производственных, общественных и жилых зданий.

Водогрейные котлы KBGM тепловой мощностью до 2,5 МВт служат для отопления и горячего водоснабжения производственных, общественных и жилых зданий.

Удобные и простые в эксплуатации автономные системы отопления - малые котлы KB2u мощностью от 0,014 до 0,4 МВт - широко применяются для обогрева и горячего водоснабжения коттеджей, особняков и отдельно стоящих зданий.

Водогрейные блочно-модульные котельные установки УKM мощностью до 12 МВт и стационарные котельные мощностью до 32 МВт отапливают и снабжают горячей водой производственные, общественные и жилые здания. Такие котельные позволяют объектам ЖКХ не зависеть от систем центрального теплоснабжения, работают в автономном и экономичном режиме. Срок окупаемости такой котельной - 1-2 года, а общая экономия составляет около 30%. Кроме этого предприятия концерна выпускают вспомогательное котельное оборудование: экономайзеры чугунные блочные ЭБ, комплекты автоматики, дымососы, вентиляторы, оборудование ХВО, горелки, позволяют укомплектовать любые котельные; индивидуальные и бло-

чные тепловые пункты с современными и удобными в эксплуатации энергосберегающими пластинчатыми теплообменниками.

В серии паровых котлов Е наиболее популярными у потребителей являются модели Е-1,0-0,9; Е-1,6-0,9; Е-2,5-0,9 - вертикально-водотрубные двухбарабанные с естественной циркуляцией.

Трубные системы котлов газоплотные и выполнены по однотипной конструктивной схеме. Это два барабана, верхний и нижний в одной вертикальной плоскости; барабаны соединены между собой пучком труб, образующих конвективную поверхность нагрева. Расположение труб коридорное; омывание труб продуктами горения поперечное. Боковые и потолочный экраны образуют радиационные поверхности топки. Экраны посредством коллекторов включены в циркуляционный контур. Особенностью циркуляционной схемы данных котлов является отсутствие необогреваемых питательных и отводящих труб. Конвективная и экранная поверхности нагрева выполнены из труб диаметром 51 мм. Конструкции топки и перегородок в газовом тракте определяются тепловой мощностью котла и видом основного топлива.

Котлы работают как при разрежении в топке, так и под наддувом. При сжигании топлива в топке котла образуются дымовые газы высокой температуры. Газы, проходя по дымоходам котла, омывают пучки труб, по которым движется (циркулирует) вода. В результате газы отдают воде часть своего тепла, вода за счет разности плотностей поднимается в верхний барабан, преобразуясь в пароводяную смесь, а затем в пар. Пар поступает из котла через патрубок. Охлажденные дымовые газы через дымоходы и дымовую трубу удаляются в атмосферу дымососом или паровым эжектором.

С целью минимизации тепловых потерь внешних поверхностей теплоизлучения теплоизоляция выполнена плотно прилегающей из волокнистых материалов с декоративной обшивкой тонколистовым металлом. Подовая и часть фронтальной поверхностей покрыты термобетоном. Система питания котла водой включает питательный насос; дополнительно комплектуется установкой водоподготовки, конструкция и технологическая схема которой определяются химсоставом исходной воды. Котлы, в зависимости от вида топлива, комплектуются автоматизированными горелками, газовыми, жидкотопливными или комбинированными. При работе на твердом топливе котел комплектуется угольной топкой.

Номинальная паропроизводительность - от 1,0 до 2,5 т/ч, тепловая мощность - от 0,68 до 1,7 МВт, КПД не менее 91-90%.

Котлы эксплуатируются с вентиляторными (наддувными) автоматизированными горелками, арматурой и ЗИП ведущих мировых и российских производителей. Наилучшие показатели производства пара достигаются при использовании наддувных горелок с плавным регулированием

тепловой мощности и при непрерывном регулировании подачи питательной воды в зависимости от параметров потребляемого пара.

По своим теплотехническим и технико-экономическим показателям паровые жаротрубные котлы производства ПГ «Генерация» конкурентоспособны с продукцией известных мировых производителей котельного оборудования.

В серии «Водогрейные котлы и котельные установки» одна из самых популярных моделей - котел КВГМ.

Тип котлов - водотрубный, горизонтальный с принудительной циркуляцией, с одноходовым движением газов. Котлы работают на воде, подготовленной для тепловых сетей, удобны в эксплуатации.

Котел имеет призматическую форму с горизонтальной компоновкой топки и конвективного газохода. Ограждающие поверхности образованы двумя боковыми, топочным и подовым, газоплотными экранами. Экраны выполнены из котловой трубы диаметром 51 мм. Фронтальная стена коробчатой формы заполнена термобетоном, на ней крепится горелка. Задняя стена топки условно проходит через первый ряд конвективной поверхности. Конвективная поверхность образована горизонтальными секциями, левыми и правыми, в виде ширм из трубы диаметром 28 мм.

Подвод и отвод теплоносителя выполнены в верхней части фронтального коллектора. Предпочтительный температурный режим котла 95/70.С. Теплоизоляция котла облегченная, выполнена из волокнистых материалов с поверхностной металлической обшивкой.

Котлы имеют теплопроизводительность соответственно 1,1 МВт (0,94 Гкал/ч) и 2,5 МВт (2,15 Гкал/ч), предназначены для работы на газе или легком печном (дизельном) топливе. В зависимости от вида топлива котлы комплектуются горелками газовыми, жидкотопливными или комбинированными.

Котлы полностью автоматизированы, могут работать в режимах «большого», «малого» и плавного регулирования горения, что позволяет экономить топливо. Другим положительным качеством являются их малые габариты по сравнению с котлами других типов аналогичной производительности. Котлы не требуют фундамента для установки и могут быть использованы как при строительстве новых котельных, при реконструкции существующих котельных при недостатке места, так и в блочно-модульных котельных. КПД - до 93%.

Омская производственная фирма «ОКТАН» (фото 2) разрабатывает и производит котлы мощностью от 80 кВт до 12 МВт, работающие на угле, мазуте, природном газе. Здесь организовано также производство газогорелочных устройств мощностью от 0,45 до 3,5 МВт и мазутных горелок от 1,4 до 4,25 МВт, автоматики «БАРС».

Номенклатурный перечень оборудования, производимого ПФ «Октан», широк и рассчитан на разные области применения. Это котлы типа КВСА для работы на газе и/или жидком топливе - 15 типоразмеров (от 0,1 МВт до 12



Фото 2. Котел фирмы «ОКТАН»

МВт); угольные котлы типа КВЖ, КВВ, КВВЖ для работы на твердом топливе (угле) и/или газе - 8 типоразмеров (от 0,08 МВт до 2,5 МВт); угольные котлы с механизированной топкой типа КВВ-ТШП для работы на твердом топливе (угле) - 5 типоразмеров (от 1 МВт до 3 МВт). Горелки типа БИГ, ГБГ и ГГКБ для работы на газе - 10 типоразмеров (от 0,07 МВт до 3,5 МВт); горелки типа ГМБ для работы на жидком топливе - 4 типоразмера (от 1,4 МВт до 4,25 МВт).

Сегодня наибольшей популярностью на рынке пользуются котлы КВСА.

Котлы КВСА предназначены для работы на газовом (природный, попутный и др. газы) и/или жидком (котельно-печное топливо, солянка, нефть, мазут и др.) топливе в составе котельных с обслуживающим или без обслуживающего персонала.

За счет полного отсутствия турбуляторов, а также расположенных внутри, полностью омываемых водой поворотных камер дымовые газы достигают очень низких температур. При этом тепловая нагрузка на поверхностях нагрева котла не превышает 13 кВт/м², что положительно влияет на его надежность и долговечность.

Объем топочного пространства у котлов ПФ «Октан» выше, чем у котлов других производителей, следовательно, коэффициент теплонапряжения топки ниже и находится в пределах 800 кВт/м³. У котлов других производителей коэффициент теплонапряжения находится в пределах 1000-1700 кВт/м³. В результате - повышенное требование к водоподготовке, больше тепловые расширения конструкции, необходимость установки дополнительных компенсирующих устройств, усложнение конструкции, уменьшение срока службы котла.

В конструкции котлов предусмотрены специальные устройства, обеспечивающие плавное скомпенсированное линейное (тепловое) расширение всех деталей.

За счет применения технологии тройной тяги (трехходовая компоновка) отопительные котлы обеспечивают прекрасные характеристики сгорания топлива.

Трехходовая конструкция и наличие водоохлаждаемой топки, в отличие от котлов с реверсивной (тупиковой) топкой, обеспечивают идеальные предпосылки для эксплуатации с малым выделением вредных веществ, в особенности в комбинации с современными подобранными в соответствии с котлом горелками. Такая схема позволяет резко снизить уровень NOx в уходящих газах.

Чтобы значительно снизить уровень шума при работе котла, можно в качестве комплектующей оснастки установить шумоглушители отходящего газа, шумоизоляционные кожухи горелки и подставки под котел, изолирующие шумы корпуса котла.

В новой серии котлов ПФ «Октан» передняя поворотная камера частично водоомываемая, применена новая система теплоизоляции. Данные конструкторские решения приводят к «растянутому» циклу теплопередачи внутри котла и, соответственно, к плавности восприятия линейных температурных расширений, повышают экологические показатели и увеличивают срок службы теплоизоляционного материала.

Адаптированные размеры горелочной плиты жаровой и поворотной камер, газоплотная конструкция котлов КВСА позволяют применять горелочные устройства ведущих отечественных и импортных производителей.

Тюменское ООО «Алетейя» предлагает котлы водогрейные жаротрубные типа КВЖ. Котлы типа КВЖ, работающие на природном газе либо угле, предназначены для отопления закрытых систем теплоснабжения с максимальной температурой нагрева воды до 115.С и абсолютным давлением воды не выше 0,6 МПа.

Для работы котлов типа КВЖ на твердом топливе необходима установка вентилятора наддува. Установка дымохода не требуется. При эксплуатации котла на газообразном топливе в комплект поставки входят турбуляторы. Тип горелки (при работе на газе) и конфигурация автоматики - по согласованию с заказчиком. Температура наружной поверхности кожуха (теплоизоляции) котла - не более 45.С.

Различное котельное оборудование поставляет **Омское ОАО «Завод «Сибгазстройдеталь»**. Это, в частности, котлы стальные водогрейные автоматизированные, работающие на жидком топливе. Котлы КСВ-М «СибГСД» предназначены для отопления в различных отраслях промышленности и строительства. Преимущества таких котлов очевидны. Наличие опорной рамы, теплоизоляция, выполненная при изготовлении котла, комплектность поставки котла и автоматики безопасности сводят до минимума затраты на монтаж котла, компактная конструкция и малый вес, наличие передней водоохлаждаемой крышки перед пуском воды улучшают циркуляцию воды в котле, в конструкции котлов введена компенсация температурных деформаций, теплонапряженные сварные швы выполнены с улучшенным охлаждением.

Номинальная теплопроизводительность - от 1,5 до 3,0 МВт, КПД - не менее 0,85, расход воды - 36-52 м³/ч.

РЫНОК И ПЕРСПЕКТИВЫ

Этот же изготовитель освоил производство установки вакуумной деаэрационно-подпиточной ВДПУ-3. Такая установка предназначена для обработки подпиточной воды в передвижных и стационарных водогрейных отопительных котельных мощностью до 10 МВт. Ее производительность - от 0,9 до 3,0 т/ч.

Установка состоит из вакуумной деаэрационной колонки, приемного бака, двухсекционного водоподо-нагревателя, насоса циркуляционного, двух подпиточных насосов, приборов визуального контроля давления, разрежения температуры, датчиков уровня трубопроводов и арматуры. Все оборудование установки смонтировано на общей раме. В комплект установки входит отдельно стоящий щит КИП и автоматики.

Автоматизированный водогрейный котел мощностью 1,2 МВт создан в **челябинской ПКФ «Экотерм»**. В этой установке одинаково успешно можно использовать опилки, стружки, щепу влажностью до 60%. В качестве топлива древесные отходы обладают рядом преимуществ, к числу которых относятся практическое отсутствие серы, малая зольность (1-2%), возможность сжигать отходы, содержащие до 55-60% влаги, низкая коррозионная агрессивность дымовых газов и т. д.

Омское ПО «Иртыш» выпускает газовое отопительное оборудование. В серийном производстве находятся котлы: газовый КОВГ-16-1 мощностью 16 кВт и отопительный универсальный КОВУ-16-1, работающий на газовом и твердом топливе. Обе модели выпускаются двух модификаций: с горячим водоснабжением и без.

За последнее время разработан котел отопительный водогрейный газовый КОВГ-10 стальной с водонагревателем и герметичной камерой сгорания, предназначенный для водяного отопления и горячего водоснабжения жилых помещений. Теплопроизводительность котла - 10 кВт. Отвод продуктов сгорания и забор воздуха производятся через коаксиальный отвод. Котел полностью герметичен от среды жилого помещения.

Готовится в серийное производство котел отопительный водогрейный газовый КОВГЭ-10 с герметичной камерой сгорания и принудительной тягой, предназначенный для отопления и горячего водоснабжения жилых помещений. Котел оборудован системой водяного отопления с принудительной циркуляцией теплоносителя, с водонагревателем, с забором воздуха и отводом продуктов сгорания через внешнюю стенку, электрическим вентилятором тяги, датчиком тяги и автоматикой управления.

Ижевский котельный завод специализируется на водогрейных котлах с вращающимся потоком воды в трубах. Это стальные трубчатые котлы для работы на любом виде топлива мощностью от 0,3 до 1,74 МВт.

Оригинальное устройство котла (патент на изобретение) обеспечивает вращательные движения воды в трубах и не имеет аналогов в мире как по конструкции, так и по теплотехническим характеристикам.

За счет интенсификации процесса теплопередачи мощность и экономичность котла при тех же габаритах увеличиваются в два раза. Котел работает без накипи на любой воде без водоподготовки.

Жаротрубные водогрейные котлы серии «Дорогобуж» выпускает **ОАО «Дорогобужкотломаш»** (фото 3) (п. Верхнеднепровский, Смоленская обл.). Котлы КВ-ГМ-0,15: 2,32-115Н предназначены для отопления и горячего водоснабжения без непосредственного водозабора из сети. Такой котел работает на природном газе или легком жидком топливе. Конструкция котла выполнена в газоплотном исполнении и для работы под наддувом. Особенностью конструкции является жаровая труба с обратным (реверсивным) ходом продуктов сгорания.



Фото 3. Котел КВ-ГМ-0,15: 2,32-115Н

Корпус котла состоит из цилиндрической обечайки, передней и задней трубных решеток, днища, гладкой жаровой трубы, дымогарных труб. Жаровая труба имеет центральное расположение. Для интенсификации процессов теплообмена в дымогарные трубы вставлены турбуляторы. На наружной обечайке расположены патрубки с задвижками для подвода и отвода воды и для предохранительных клапанов.

С фронта котла расположена неохлаждаемая поворотная камера, на которой установлено горелочное устройство. При изготовлении камеры поворотной применяются современные облегченные обмуровочные материалы. Конструкция поворотной камеры позволяет открывать ее на любую сторону котла. При открытии камеры обеспечивается доступ для наружного осмотра трубы жаровой и дымогарных труб. С тыла котла установлена съемная крышка газохода, необходимая при ремонте котла и его осмотре. В крышке имеется лючок для очистки газохода от отходов продуктов сгорания. Также с тыла котла расположен продувочно-дренажный патрубок Ду 40 и штуцер для слива конденсата из газохода котла Ду 15.

Для комплектации котлов могут быть использованы зарубежные и отечественные газовые, легкожидкотопливные

и комбинированные автоматизированные горелочные устройства различных фирм.

Номинальная теплопроизводительность - 0,15-2,32 МВт, КПД - 93/91%, водяной объем - 0,23-1,9 л.

Котлы с использованием высшей теплоты сгорания КВВТС (ВВК) 200, 300 выставляет на рынок **Тюменская фирма «Макстерм»**.

Отопительная техника с использованием высшей теплоты сгорания - это котлы нового поколения, в которых тепло, выделяемое в процессе сгорания газа, используется больше чем на 100%. Конструктивное исполнение новой серии котлов КВВТС (ВВК) 200/300 обеспечивает прекрасное сгорание топлива в широком диапазоне мощностей и оптимальную передачу тепла теплоносителю. Котел имеет лучевую горелку. Газ в топке не горит привычным пламенем, а как бы тлеет, происходит абсолютно полное сгорание топлива. Вертикальное расположение горелки позволяет равномерно распределить тепло по поверхности топки, что улучшает теплопередачу. Прежде чем попасть в дымовую трубу, дымовые газы проходят через винтовые теплообменники, которые настолько эффективно снимают тепло, что дымовую трубу допустимо изготавливать из дешевых полимерных материалов.

Серию водогрейных котлов КВЦ выпускает **завод «Кузбассэнергомаш»** (г. Кемерово). Эта серия предназначена для получения горячей воды, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических нужд предприятий промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

Серия котлов состоит из: котлов, работающих со слоевой ручной топкой, мощностью 0,35; 0,63; 0,8 МВт (при этом данные котлы (кроме котла мощностью 0,35 МВт) по желанию заказчика могут оснащаться водоохлаждаемой уголковой решеткой, что позволяет значительно оптимизировать процесс горения); котлов с механической топкой «шурящая планка» мощностью 1,1; 1,25; 1,6; 2,0 МВт; котлов с топкой низкотемпературного кипящего слоя мощностью 2,5; 3,15; 4,0 МВт.

Отличительной особенностью всех котлов данной серии является применение интенсивной турбулизации потока воды внутри труб, позволяющей избежать накипеобразования и сохранять высокий КПД на протяжении всего срока эксплуатации.

Особого внимания заслуживают котлы с топкой кипящего слоя, поскольку данная технология сжигания позволяет в тех же габаритах типовой котельной повысить мощность котла в два раза.

Основными преимуществами этой технологии являются:

- ♦ высокий КПД и, как следствие, экономия топлива по сравнению с механическими топками 15-30%,
- ♦ возможность эффективного сжигания низкокачественных, высокозольных и высоковлажных углей, а также

шлака котлов с механическими топками (типа ТЛЗМ и ТЧЗМ),

- ♦ возможность эффективного (более 90%) связывания оксидов серы, низкие выбросы оксидов азота (менее 200: 300 мг/м³), что позволяет значительно снизить плату за вредные выбросы в атмосферу,
- ♦ снижение себестоимости вырабатываемой теплоты.

Красноярское предприятие «Инэнерготех» создано для выпуска современных систем теплоснабжения. Среди его номенклатуры - стальные отопительные котлы КСВ-ЛЖ. Их преимущества перед аналогами: работа на дизельном топливе; корпус и все детали котла из качественной стали; эффективная тепловая изоляция котла, предотвращающая потери тепла; трехходовая схема движения газов, позволяющая достичь высокого КПД; оснащение котлов высокоэффективной горелкой (Италия), обеспечивающей высокую надежность и безопасность работы котла в автоматическом режиме и низкий уровень вредных веществ в уходящих газах. Теплопроизводительность - от 60 до 100 кВт/ч, КПД - не менее 91%.

Электрокотлы ЭВТ с выносными пультами управления предлагает **Красноярский завод отопительной техники и автоматики**.

Электрические котлы ЭВТ предназначены для автономного теплоснабжения коттеджей, жилых и производственных помещений, а также в режиме проточного водонагревателя для систем горячего водоснабжения (ГВС) и нагрева воды в бассейнах.

Электрокотлы ЭВТ спроектированы с учетом климатических условий Сибири, могут быть использованы в системах с естественной (ЭВТ 3-12) и насосной циркуляцией (ЭВТ 15-100).

Максимальное рабочее давление - до 6 атмосфер. Во все котлы установлены нагревательные элементы (блок-ТЭНы) различной мощности из нержавеющей стали специальной конструкции, позволяющей наиболее эффективно использовать в системах отопления концентрированный незамерзающий теплоноситель.

Пульты управления с автоматическим регулированием температуры воздуха в помещении - от +10 до +35°C и воды на выходе из котла: для отопления - от +40 до +90°C, для ГВС в диапазоне - от +30 до +65°C, обеспечивают оптимальную работу системы.

Компания «РусВест» (г. Ковров, Владимирская обл.) освоила выпуск котлов «Гейзер», работающих на древесных отходах. Используется любое топливо - от опилок до древесной пыли. Полная автоматизация, очистка дымовых газов циклонными фильтрами, КПД - до 85%, не требуется специальная водоподготовка.

По материалам еженедельника «Снабжение и сбыт»

Гамазин С.И.,
докт. техн. наук,
Пупин В.М.,
канд. техн. наук,
Марков Ю.В.
(МЭИ)

ДИНАМИЧЕСКИЕ КОМПЕНСАТОРЫ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ НАРУШЕНИЯХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Основой для экономического роста и повышения производительности предприятий является качество электрической энергии. Работа низковольтных электродвигателей приводов маслонасосов, вентиляторов и аналогичных механизмов, включенных в технологические защиты производственных процессов, микропроцессорной техники, систем телекоммуникаций, АСУ производственным процессом, дорогостоящего медицинского оборудования, стандартных блоков цифровых технологий и интернета часто прерывается очень короткими по продолжительности провалами и перенапряжениями питающего напряжения [1-4]. Статистика свидетельствует, что провалы напряжения, вызванные КЗ, возникают с частотой 20-30 раз в год и часто являются причиной нарушений технологических процессов непрерывных производств.

Стоимость ущерба от плохого качества электрической энергии в американской экономике оценивается более чем в

150 миллиардов долларов в год [2,3]. Существующий рынок решений по улучшению качества электрической энергии в Российской Федерации основан на старой системе взглядов и норм проектирования по защите предприятий от 2-3 отключений электроэнергии в год, несмотря на то, что в разных регионах в настоящее время их происходит до 10-40 [3].

Проблема, связанная с воздействием кратковременных нарушений электроснабжения (КНЭ) на работу потребителей электрической энергии, обостряется по мере усложнения технологических процессов и автоматизации производств. Основными причинами нарушения надежности электроснабжения потребителей являются короткие замыкания в схемах внешнего (ПО, 220, 330, 500 кВ) и внутреннего (6-10 кВ) электроснабжения. Провалы напряжения у потребителей электроэнергии настолько же неизбежны, насколько неизбежны короткие замыкания в электрических сетях, число которых растет по мере старения и изно-

шенности электрооборудования. На сегодняшний день «уровень износа оборудования в электроэнергетике составляет 70-80%» и следует ожидать лишь увеличения частоты возникновения провалов напряжения [5].

Из-за значительной протяженности воздушные линии электропередачи подвержены всем видам атмосферных воздействий (ветер, грозы, гололед), которые являются причинами различных видов возмущений сетевого напряжения, вплоть до прекращения подачи электроэнергии. Длительность и характер возмущений зависят от структуры энергосистемы и времени работы РЗА [4, 6-9]. Поскольку в рамках ГОСТ 13109-97 [10] не нормируются параметры провалов и импульсных перенапряжений (величина, длительность, частота появления), то электроснабжающие организации не несут даже формальной ответственности за их появление.

В настоящее время на рынке появились полностью управляемые вентили (ПУВ) - IGBT (биполярный транзистор с изолированным затвором), GTO (запираемый тиристор) и IGCT (запираемый тиристор с интегрированным блоком управления), которые сделали возможным производство преобразователей напряжения, способных повышать качество электроэнергии. Рассмотрим современные устройства, обеспечивающие надежность электроснабжения и качество электроэнергии потребителей при работе нелинейных нагрузок и КНЭ в энергосистеме.

1. УСТРОЙСТВО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ СТАТКОМ

На рис. 1 представлена схема СТАТКОМ (система статической компенсации реактивной мощности), предназначенная для компенсации резкопеременной реактивной нагрузки Q_H [6]. В схеме имеется конденсаторная батарея (C_d) на стороне постоянного напряжения (E_d), фазный реактор (L_p), широкополосный фильтр с элементами (C_ϕ , L_ϕ , R_ϕ), настроенный на компенсацию высших гармонических составляющих. Если обозначить мощность устройства через $Q_{\text{СТАТКОМ}}$, то такое устройство позволяет генерировать или потреблять такую реактивную мощность.

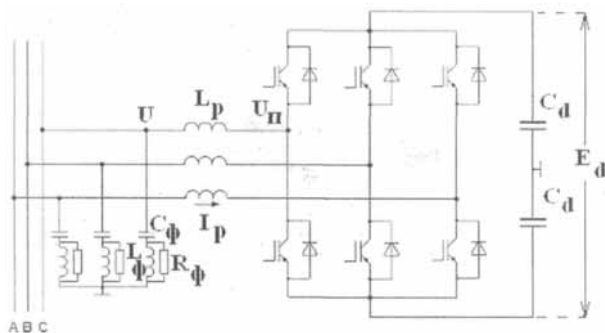


Рис. 1. Схема СТАТКОМ

Таким образом, реактивная мощность узла нагрузки может изменяться от $Q_{\text{max}} = Q_H + Q_{\text{СТАТКОМ}}$ до $Q_{\text{min}} = Q_H - Q_{\text{СТАТКОМ}}$. Обычно мощность устройства $Q_{\text{СТАТКОМ}}$ не-

сколько больше максимальной реактивной мощности нагрузки Q_H , чтобы гарантированно обеспечить возможность поддержания заданного коэффициента мощности нагрузки. При существенном снижении напряжения в узле нагрузки компенсатор СТАТКОМ становится источником тока.

Для управления устройством СТАТКОМ используется генератор напряжения несущей частоты ШИМ, создающий три синусоидальных модулирующих напряжения, образующих 3-х фазную систему. Управление тиристорами каждой фазы осуществляется независимо, путем наложения на напряжение несущей частоты соответствующей синусоиды модулирующего напряжения. При этом должно соблюдаться условие - в любой момент должен быть включен лишь один из двух тиристоров каждой фазы. В момент пересечения синусоидальных напряжений сети u_a, b, c с пилообразным напряжением треугольной формы $u_{\text{ШИМ}}$ с частотой изменения $u_{\text{ШИМ}}$ около 1кГц происходит формирование импульсов управления вентилями. Неотъемлемым условием нормальной работы преобразователя напряжения является поддержание постоянного напряжения E_d на емкости, установленной в цепи постоянного тока. При $Q_{\text{СТАТКОМ}} = 160$ Мвар время изменения реактивной мощности на величину 160 Мвар составляет около 0,08 с, а перерегулирование не превышает 5% от величины скачка мощности. Среди множества функций таких компенсаторов классическими являются следующие:

- подавление колебаний напряжения в узле нагрузки за счет компенсации резкопеременной реактивной мощности Q_H ;
- регулирование напряжения в узле нагрузки за счет изменения потоков реактивной мощности;
- устранение несимметрии напряжения, вызванной неравномерным распределением реактивной мощности по фазам;
- повышение устойчивости узла нагрузки за счет того, что при провалах напряжения СТАТКОМ работает в режиме источника тока.

Преимущество СТАТКОМ перед синхронными компенсаторами заключается в более высокой эксплуатационной надежности. По сравнению с тиристорно-реакторными группами СТАТКОМ снижает вероятность возникновения резонансных явлений, обусловленных наличием конденсаторных батарей. Использование полностью управляемых вентилях, создает предпосылки для создания схем преобразователей с качественно иными энергетическими характеристиками.

При снижении напряжения система СТАТКОМ переходит в режим источника тока независимого от напряжения в узле нагрузки.

2. ДИНАМИЧЕСКИЕ КОМПЕНСАТОРЫ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

До последнего времени проблема влияния КНЭ на работу электроприемников решалась исключительно с помощью источников бесперебойного питания с аккумуляторным либо инерционным накопителем энергии. Провалы напряжения в десятые доли секунды очень часто приводят к частичной

или полной остановке сложного автоматизированного производства. Прямые и косвенные ущербы предприятий и организаций достигают десятков тысяч и даже миллионов долларов в год. Статистика свидетельствует, что провалы напряжения с глубиной свыше 50% составляют лишь 10% от общего числа, а провалы напряжения с длительностью десятые доли секунды составляют более 80% [2].

Динамические компенсаторы искажений напряжения (ДКИН) представляют собой устройство с двукратным преобразованием напряжения. Вход напряжения подключен к системе электроснабжения и через управляемый выпрямитель (рис. 2) напряжение подается на конденсаторы C_d . Выход ДКИН через управляемый инвертор на базе ПУВ и через вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) подключен к нагрузке.

Вторичная обмотка ВДТ включена последовательно с нагрузкой и в ней наводится напряжение dU_B , компенсирующее провал напряжения в системе электроснабжения

(СЭС). В отличие от СТАТКОМ с поперечным подключением к узлу нагрузки, ДКИН своим выводом подключается к узлу нагрузки последовательно. При возникновении провала напряжения в СЭС (U_c) остаточное напряжение прямой последовательности в более 90% случаев составляет свыше 50% номинального $U_{НОМ}$. Поэтому ДКИН сохраняет питание от СЭС и полностью компенсирует провал напряжения на нагрузке U_H за счет напряжения dU_B ВДТ в течение 2 с. Управление инвертором на базе ПУВ осуществляется пофазно, поэтому при несимметричных провалах напряжения компенсация провала dU_B ВДТ будет также несимметричной, но такой, чтобы напряжение U_H было симметричным и равным (близким) номинальному в течение длительности провала напряжения U_c .

ДКИН-AS обеспечивает за 1 мс отклик на провал напряжения с последующим регулированием напряжения наполовину в течение 1 мс и полным восстановлением напряжения в следующую половину цикла.

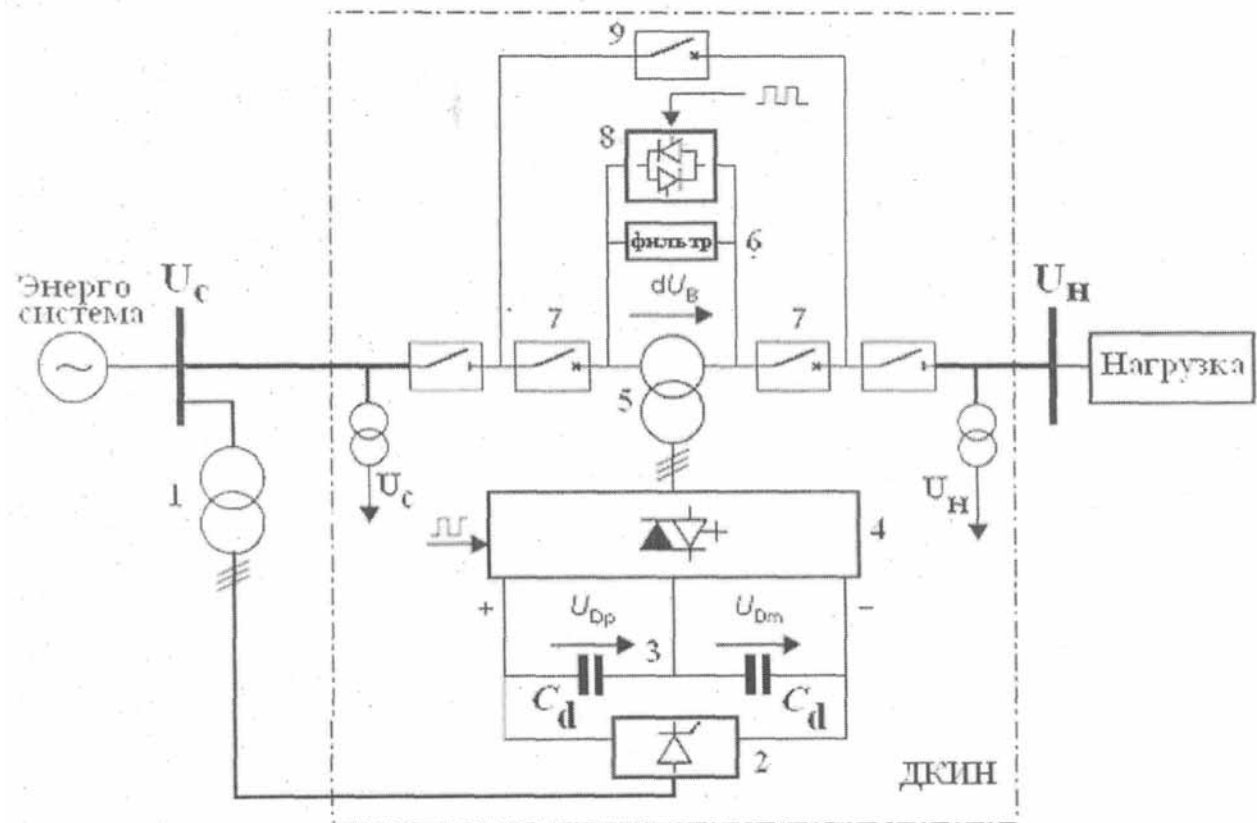


Рис. 2. Однолинейная структурная схема работы ДКИН

1 - входной трансформатор; 2 - тиристорный управляемый выпрямитель; 3 -аккумуляторные конденсаторы; 4 - управляемый инвертор на базе ПУВ; 5 -вольтодобавочный трансформатор; 6 - фильтр высших гармонических составляющих напряжения; 7 - выключатели; 8 - защитное устройство ДКИН; 9 - байпасный выключатель; U_c - напряжение энергосистемы; U_H - напряжение на нагрузке; U_{Dp} - положительное напряжение постоянного тока; U_{Dm} - отрицательное напряжение постоянного тока; dU_B - напряжение компенсации провала

Динамические компенсаторы искажений напряжения имеют исполнения:

- **по входному напряжению:**
380, 480, 690, 6000, 10000, ... 138000 В;
- **по мощности устройств:**
380В: от 25 до 6 000 кВА;
6(10) кВ от 1000 до 50 000 кВА;
- **с системой водяного и/или воздушного охлаждения;**
- **контейнерного или шкафного исполнения;**
- **по условиям эксплуатации: 1 - 0 ч +40°C; 2 - 20 ч +40°C**

Основные технические характеристики ДКИН напряжением 380, 480 и 690 В приведены в табл. 1. ДКИН-SS обеспечивают полную компенсацию провалов напряжения в пределах номинального при перегрузках по току в 200% в течение не менее 30 сек, частичного исправления для трехфазных провалов напряжения вплоть до 50 % и однофазных провалов до 55 % в течение не менее 30 сек. Сравнительная стоимость устройств ИБП (мощностью 400 кВА) и ДКИН (мощностью 333 кВА) напряжением 380 В приведена в табл. 2.

Преимущества динамических компенсаторов искажений напряжения: частичная или полная защита от всех видов КЗ (рис. 3); время реакции на кратковременные нарушения электроснабжения 2 мс; эффективность работы устройств более 98,8% при 100% нагрузке по отношению к

мощности компенсатора; компенсация гармонических составляющих, фликеров; синусоидальная форма выходного напряжения; симметрирование напряжения на нагрузке; отсутствие аккумуляторных батарей, высокая надежность, низкая потребляемая мощность и малые затраты.

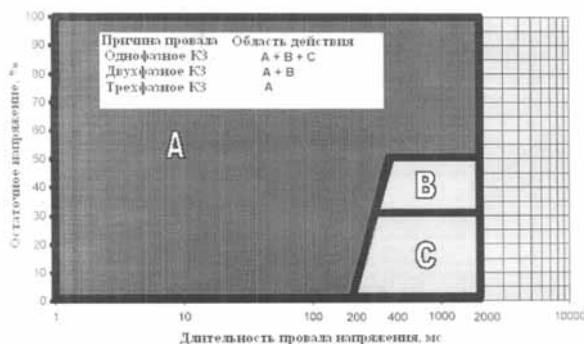


Рис. 3. Диаграмма работы ДКИН при различных видах КЗ

Модель ДКИН-R обеспечивает непрерывное регулирование напряжения к номинальному при трехфазных перенапряжениях до 110 % номинального напряжения. Характеристики регулирования напряжения для ДКИН-S и ДКИН-R в результате воздействия трехфазных и однофазных КЗ показаны на рис. 4, 5 и в табл. 3, а габаритные размеры устройств ДКИН напряжением 380 В приведены на рис. 6, 7.

Таблица 1. Сравнительные технические характеристики устройства ДКИН

| №п.п. | Наименование показателей | ДКИН-SS | ДКИН-AS |
|-------|--|-------------------------------|--------------------------------|
| 1. | Входное напряжение, В | 480 | 380;480;690 до 15000 |
| 2. | Перегрузочная способность по току, % | 200% - 30 с. | 125% - 10 мин. |
| | Перегрузочная способность по току, % | 400% - 5,0 с. | 150% - 1 мин. |
| | Перегрузочная способность по току, % | 600% - 0,5 с. | 700% - 0,6 с. 1000% - 0,1 с |
| 3. | Частота сети, Гц | 50/60 | 50/60 |
| 4. | Эффективность при 50% загрузке | 99% | 99% |
| 5. | Выходное напряжение, В | 480 | 380;480;690 до 15000 |
| 6. | Регулирование напряжения | +5--10% | |
| 7. | Перегрузочная способность по току, % | 160 | 160 |
| 8. | Время реакции устройства, мс | <2 | от 2-4 |
| 9. | Допустимая длительность 3-х фазных провалов напряжения до 50% | 2с | зависит от исполнения |
| 10. | Допустимая длительность 2-х фазных провалов напряжения до 70% | 2с | зависит от исполнения |
| 11. | Допустимая длительность 1-х фазных провалов напряжения до 100, % | 2с | зависит от исполнения |
| 12. | Мощности устройств, кВА | 333;665;1000;1300; 1700; 2000 | до 6000 |
| 13. | Номинальные токи устройств, А | 400;800;1200; 1600;2000;2400 | зависит от исполнения |
| 14. | Стандартная степень защиты шкафа | IP20 | IP21 |
| 15. | Подвод кабеля | сверху, снизу | сверху, снизу |
| 16. | Условия эксплуатации | 0-40°C | 0-50°C |

Таблица 2. Сравнительная стоимость устройств компенсации провалов напряжения

| Наименование показателей | ДКИН | ИБП | |
|--------------------------|-------------------------------------|------------|-------------|
| 1. | Первоначальная стоимость устройства | 80000 \$ | 115000\$ |
| 2. | Эффективность работы | 99% | 93% |
| 3. | Потребляемая мощность в год | 25389 кВтч | 165725 кВтч |
| 4. | Стоимость затрат на электроэнергию | 1524\$ | 22558 \$ |
| 5. | Общие затраты за 1 год | 83525 \$ | 163558\$ |
| 6. | Общие затраты за 5 год | 97620\$ | 333790 \$ |

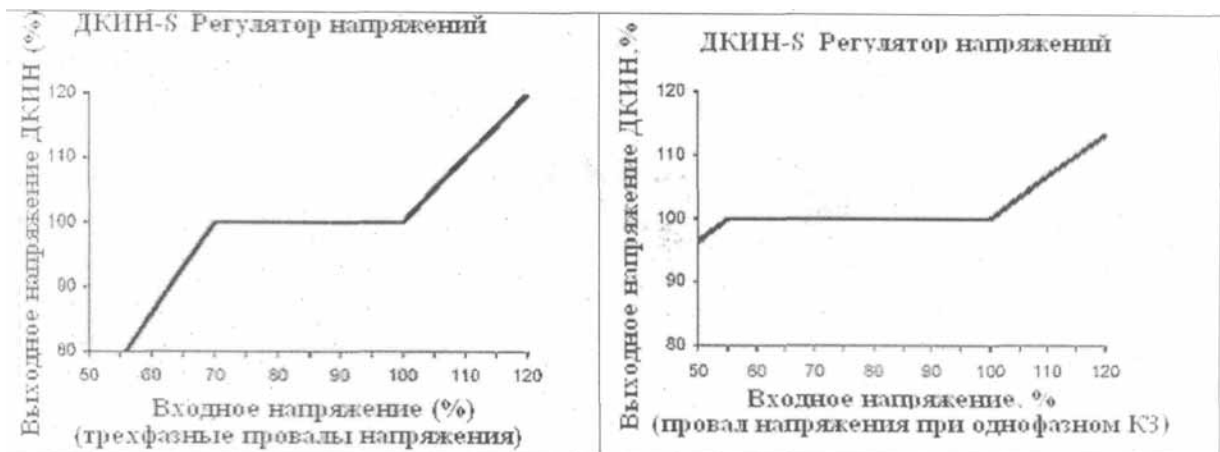


Рис. 4. Характеристики регулирования напряжения устройством ДКИН-S при КНЭ для схемы соединения обмоток трансформатора треугольник-звезда

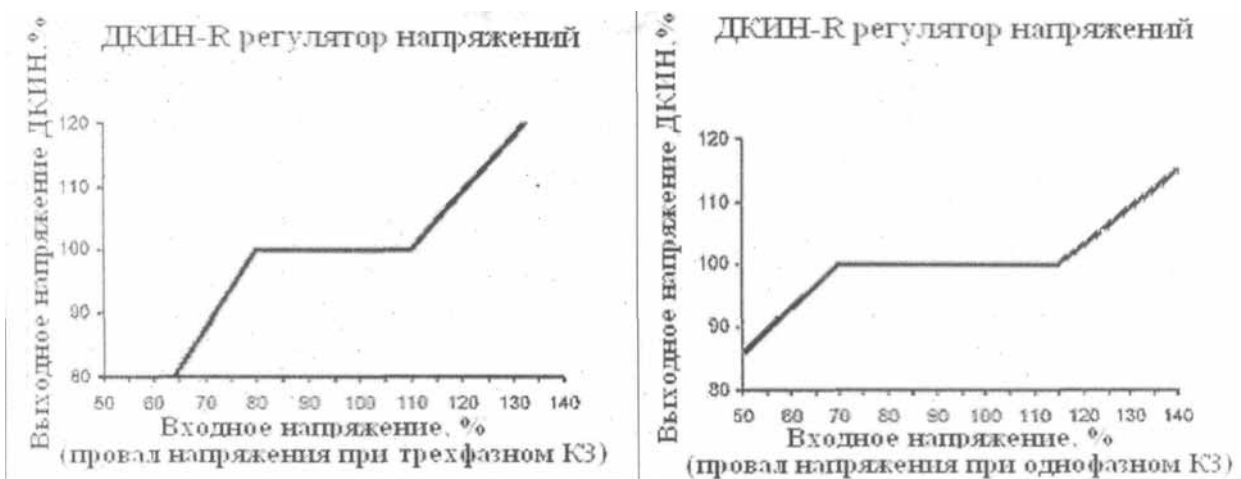


Рис. 5. Характеристики регулирования напряжения устройством ДКИН-R при КНЭ для схемы соединения обмоток трансформатора треугольник-звезда

Таблица 3. Минимальный уровень остаточных напряжений на стороне распределения для ДКИН и исправление их к уровню 90 %, 95 % и 100 %

| Причина КНЭ | Величина выходного напряжения не менее, % | Минимальное значение (%) входного напряжения при заданном выходном | |
|---------------------|---|--|------|
| | | 90% | 100% |
| трехфазное КЗ | 90 | 63 | 72 |
| двухфазное КЗ | 90 | 58 | 68 |
| однофазное на землю | 90 | 40 | 55 |
| трехфазное КЗ | 95 | 67 | 76 |
| двухфазное КЗ | 95 | 64 | 74 |
| однофазное на землю | 95 | 48 | 63 |
| трехфазное КЗ | 100 | 70 | 80 |
| двухфазное КЗ | 100 | 70 | 80 |
| однофазное на землю | 100 | 55 | 70 |

В случае глубоких провалов напряжения или с большей продолжительностью ДКИН напряжением 10 кВ продолжает устранять искажения напряжения в максимально возможной степени согласно характеристике устройства (рис. 8).

При провале напряжения величиной 30% ДКИН поддерживает в случае трехфазного КЗ номинальное напря-

жение на нагрузке в течение 0,27 сек., при двухфазном КЗ - в течение 0,42 сек. и при однофазном КЗ свыше 1 сек., а затем напряжение плавно снижается на уровне, меньшем номинального (100 %).

На Западе для защиты чувствительного к КНЭ потребителя аппаратуры управления используются кривые допу-

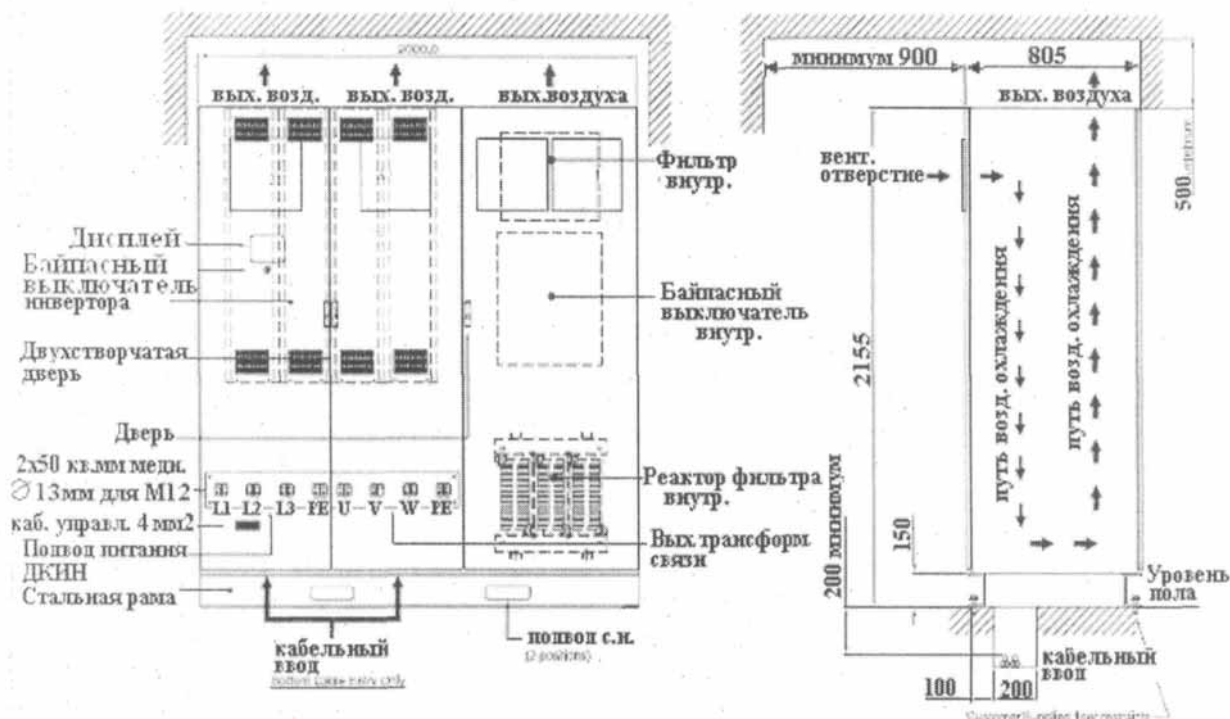


Рис. 6. Габаритные размеры ДКИН на ток 700 А и напряжение 380 В

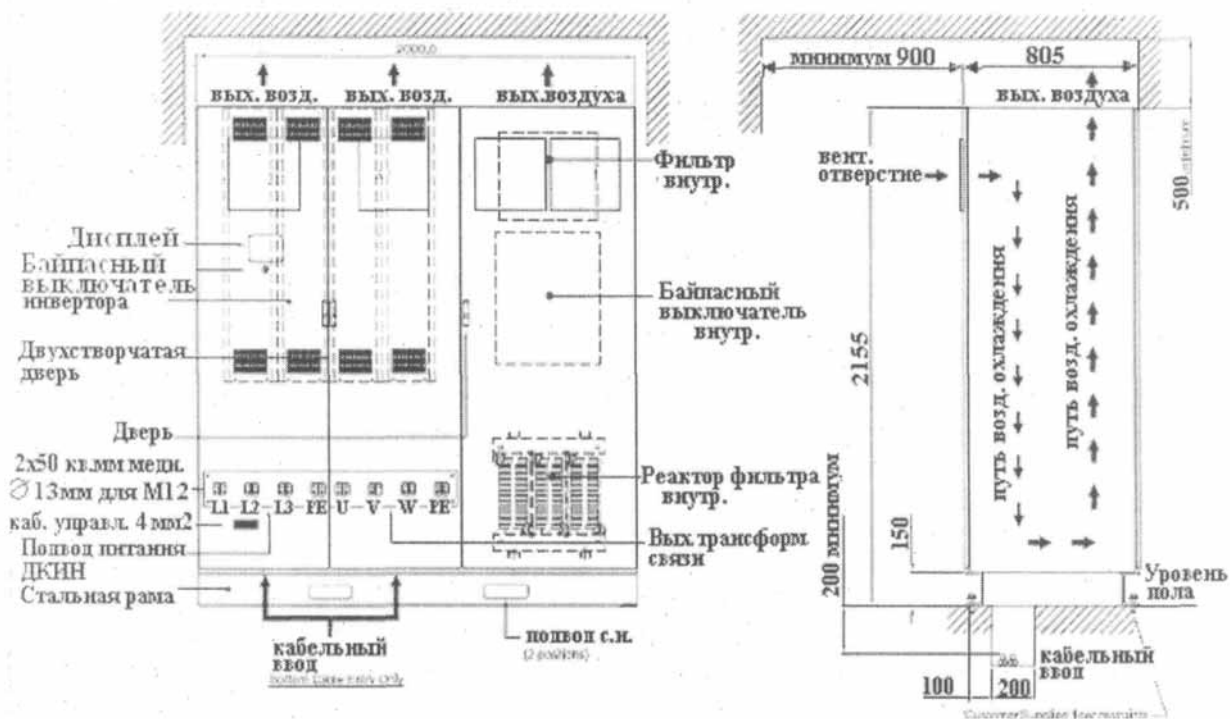


Рис. 7. Габаритные размеры ДКИН на ток 1500 А и напряжение 380 В

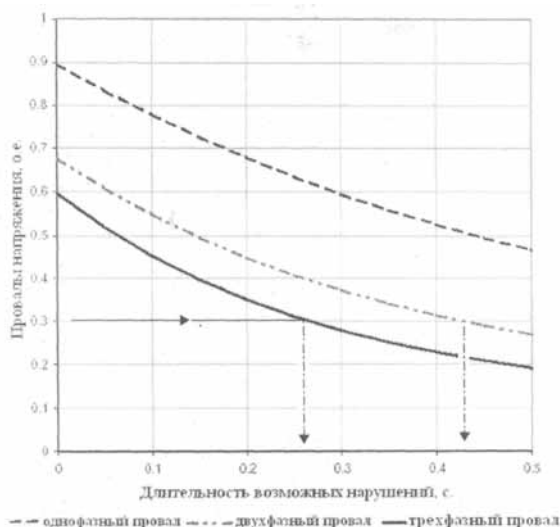


Рис. 8. Характеристики работы ДКИН при одно-, двух- и трехфазных провалах напряжения различной длительности

стимого напряжения СВЕМА и ИТЭС (рис. 9), которые определяют допустимые глубину и длительность КНЭ.

Инструментально определить попадание в область допустимого напряжения с помощью кривой ИТЭС легче, т.к. область допустимости представлена в удобном для расчетов виде. Отклик ДКИН-30 на симметричный мгновенный

трехфазный провал напряжения, равный 70% от номинального, длительностью 100мс, показан на рис. 10.

Такой перекокс мог быть вызван каким-либо нарушением в питающей сети.

В этой ситуации выходное напряжение с помощью ДКИН-AS полностью исправлено к номиналу в течение 10 мс, т.е. сохраняется в работе все необходимое электрооборудование.

Свыше 100 устройств ДКИН с 2000 г. поставлены компаниям Ford, GM, Lucent, Square D, Fort James, FSI, OTI, International Rectifier, KLA Tencor, Applied Materials, M*М Mars, Nestle, Engines Inc, LTV Copperweld, Eaton и др.

Проведенные нами в МЭИ и СПбГГИ [11] исследования влияния КЭЭ показали, что при нарушении нормативных ПКЭ сокращение срока службы силовых трансформаторов 10/0,4 происходит в 1,2-1,8 раза; АД - в 1,5-2,5; УПЕК - в 2,0-4,1 раза.

В этих условиях использование динамических компенсаторов искажений напряжения на напряжение 10 или 0,38 кВ обеспечивает безаварийную работу оборудования, решая свыше 90 % всех проблем качества электрической энергии (включая провалы, перенапряжения питающего напряжения и воздействие гармонических составляющих на основное Электрооборудование).

Внедрение динамических компенсаторов искажений напряжения на 0,38 и 10 кВ обеспечивает непрерывную и надежную работу систем автоматики и контроллеров, ос-

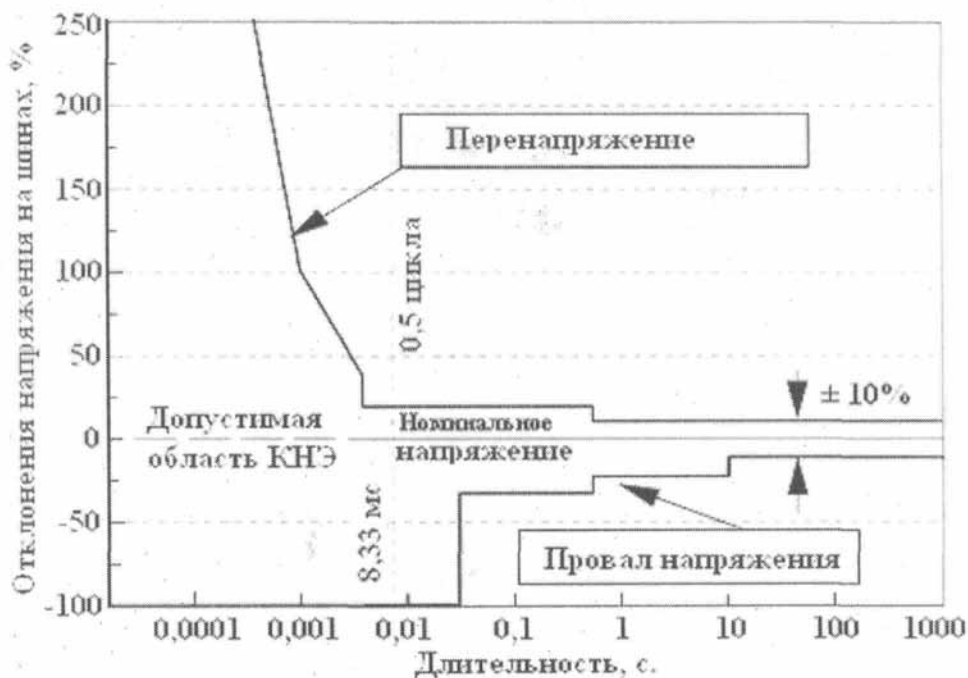


Рис. 9. Характеристика допустимого напряжения ИТЭС

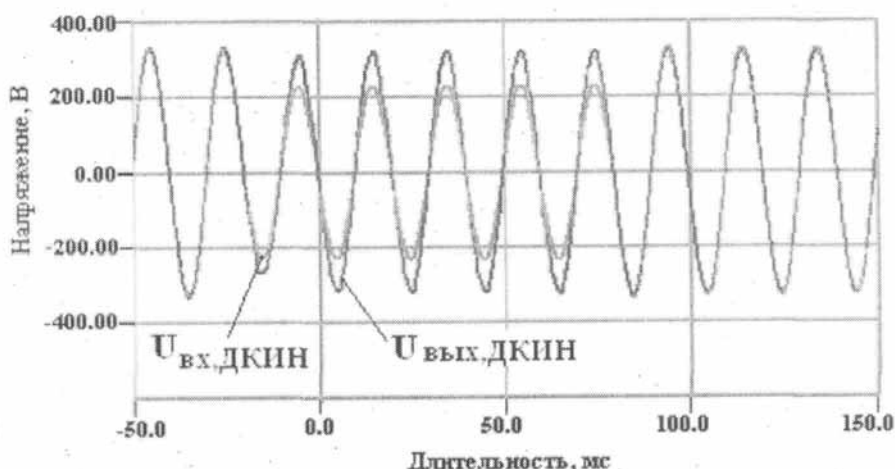


Рис. 10. Отклик ДКИН-АС на остаточное напряжение равное 70 % длительностью 100мс

новых механизмов в режимах кратковременных нарушений электроснабжения, а также снижение потерь и потребления электрической энергии, увеличивает рок службы электродвигателей и трансформаторов.

Оценивая преимущества ДКИН, следует отметить:

1. При провалах напряжения в СЭС ДКИН в более 90% случаев обеспечивает нормальное напряжение на нагрузке в течение всей длительности провала напряжения.
2. При глубоких провалах напряжения в СЭС (вплоть до 100%) за счет накапливающих конденсаторов С_д ДКИН поддерживает нормальное напряжение на нагрузке не менее 0,2 с (можно увеличить это время до

нескольких секунд) с последующим плавным снижением напряжения. Такой длительности в большинстве случаев достаточно для отключения КЗ и исчезновения провала напряжения.

3. В нормальном режиме СЭС, когда ЭДС ВДТ равна нулю ДКИН практически не потребляет электрическую энергию из СЭС. За счет этого общие затраты за 5 лет эксплуатации ДКИН более чем в 3,8 раза меньше, чем затраты на источник бесперебойного питания на базе аккумуляторных батарей.
4. ДКИН может использоваться в качестве устройства для устранения несимметрии и несинусоидальности напряжения.

Список литературы

1. Гуревич Ю.Е. Об упорядочении взаимоотношений энергоснабжающих организаций и промышленных потребителей в области надежности электроснабжения. // *Электрические станции*. - №9. - 1998. - С. 31-35.
2. Taylor, C.W., *Power System Stability*, McGraw Hill, Inc., 1994. *Performance of AC Motor Drives During Voltage Sags and Momentary Interruptions*, EPRI PQ Commentary No.3, December 1998.
3. Отчет по Договору № 01/СЭС-3790ТН от 26 июля 2005 г. «Предпроектное обследование системы электроснабжения и режимов работы потребителей ООО «Тобольск-Нефтехим» с целью подготовки ТКП на поставку динамических компенсаторов перекосов напряжения». -М., ООО «СЭС», 2005. - 70 с.
4. Жак Куро. *Современные технологии повышения качества электроэнергии при ее передаче и распределении. Новости электротехники*, 2005. № 1, № 2.
5. *Новости энергетики //Главный энергетик*, 2005. №11.
6. Берх И.М., Мазуров М.И., Николаев А.В. Система векторного регулирования статического компенсатора СТАТКОМ. *Изв. НИИПТ*, № 59, 2003.
7. Кузнецов В.Г., Шидловский А.К. Фильтросимметрирующие устройства для повышения качества электроэнергии в сетях - *Электричество*, 1976, № 2.
8. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. *Повышение качества энергии в электрических сетях*. - Киев: Наукова думка, 1985.
9. Железо Ю.С. Влияние потребителя на качество электроэнергии в сети и технические условия на его присоединение. *Промышленная энергетика*, 1991, № 6.
10. ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Издательство стандартов, 1998.
11. Электромагнитная совместимость оборудования на предприятиях по транспортировке и переработке нефти и газа при наличии источников высших гармонических / Абрамович Б.Н., Гульков Ю.В., Волошкин М.М. / «Энергетика в нефтегазодобыче» - М, 2005, № 1, с. 23-26.



В.Н. Харечко,
Ю.В. Харечко

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ЗДАНИЙ¹

ГОСТ Р 50571.11 содержит специальные требования к тем частям электроустановки здания, которые располагаются в ванных комнатах и душевых помещениях. В стандарте установлена классификация четырех зон ванных комнат и душевых помещений, приведены меры защиты от поражения электрическим током и требования по выбору и монтажу электрооборудования.

В п. 701.53 ГОСТ Р 50571.11 указано: «... В зоне 3² штепсельные розетки могут быть установлены, если они ... защищены устройством защитного отключения, реагирующим на дифференциальный ток, не превышающий 30 мА. ...».

В представленном требовании использована нелепая фраза – «защитены устройством защитного отключения, реагирующим на дифференциальный ток, не превышающий 30 мА», предписывающая применять только те УЗО, которые не должны срабатывать при возникновении в их главных цепях дифференциальных токов более 0,03 А. Хо-

тя любое УЗО типов АС³ и А⁴ обязано сработать при появлении в его главной цепи синусоидального дифференциального тока, превышающего номинальный отключающий дифференциальный ток. УЗО типа А должно сработать при появлении в его главной цепи постоянного пульсирующего дифференциального тока, который превышает 1,4 (2,0) номинального отключающего дифференциального тока.

Анализируемое 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.

В рассматриваемом нормативном требовании применение УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А для защиты групповой электрической

¹Продолжение, начало статьи опубликовано в пятом номере. Нумерация литературы сквозная по всей статье.

²Зона 3 представляет собой пространство ванной комнаты, ограниченное внешней вертикальной поверхностью на расстоянии 0,60 м от внешней вертикальной поверхности ванны или душевого поддона и параллельной ей вертикальной поверхностью на расстоянии 2,40 м, а также полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 2,25 м над полом.

³Устройства защитного отключения типа АС обеспечивают надлежащее срабатывание только при синусоидальных переменных дифференциальных токах, либо прикладываемых скачком, либо медленно растущих.

⁴Устройства защитного отключения типа А обеспечивают надлежащее срабатывание как при синусоидальных переменных дифференциальных токах, так и при пульсирующих постоянных дифференциальных токах, либо прикладываемых скачком, либо медленно растущих.

цепи штепсельных розеток, установленных в ванной комнате, предназначено для осуществления дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении.

В ГОСТ Р 50571.14 [16] изложены специальные требования к стационарным частям электроустановок сельскохозяйственных, животноводческих и птицеводческих помещений, загонов для сельскохозяйственных животных, хранилищ для сена, комбикормов, кормоцехов.

В п. 705.412.5 ГОСТ Р 50571.14 указано: «Цепи штепсельных розеток должны быть защищены устройствами защитного отключения (УЗО), реагирующими на дифференциальный ток, с номинальным током срабатывания (уставкой по дифференциальному току) не более 30 мА.

Примечание – Если на вводе в помещение (см. 705.422) уставка УЗО по дифференциальному току не превышает 30 мА, то дополнительная защита цепей штепсельных розеток не требуется».

В п. 705.422 стандарта записано: «Во избежание возникновения пожара следует установить на вводе в помещение УЗО с уставкой по дифференциальному току не выше 300 мА. ...

Примечание – При последовательной установке двух и более УЗО (например, на вводе в помещение, а затем в цепях штепсельных розеток) они должны образовывать селективную систему с отстройкой по времени срабатывания».

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».

В процитированных требованиях имеются многочисленные ошибки и погрешности. Во-первых, вместо словосочетаний «номинальный ток срабатывания», «уставка по дифференциальному току» и «уставка» в нормативных требованиях следует говорить о характеристике УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток».

Во-вторых, для защиты от возгорания требование п. 705.422 стандарта предписывает устанавливать на вводе в помещение устройство защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,3 А. Однако устанавливать УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 0,3 А целесообразно на вводе в электроустановку здания. Для защиты части электроустановки здания, расположенной в каком-то помещении здания, целесообразно использовать УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 0,03 или 0,1 А.

Примечание к п. 705.422 стандарта следует уточнить. Здесь нужно отметить, что при последовательном включении двух УЗО устройство защитного отключения, которое установлено ближе к источнику питания, должно быть типа S⁵.

В-третьих, требование, содержащееся в примечании к п. 705.532.2 стандарта, 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 подключают электроустановку 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 будет происходить ложные срабатывания, от которых предотвращает 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 из-за больших токов утечки. Устройство защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током 0,03 А, как правило, можно использовать для защиты одной, двух или трех групповых электрических цепей, а УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током 0,01 А – для защиты одного электроприемника.

Представленные требования рекомендуют применять устройство защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А для защиты групповой электрической цепи штепсельных розеток в качестве дополнительной меры защиты при прямом прикосновении. На вводе в электроустановку здания или какую-то ее часть (если здание большое) следует устанавливать УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,3 А для защиты от возгорания. Причем это УЗО должно быть типа S.

В ГОСТ Р 50571.17 [17] установлены общие требования по обеспечению мер защиты от пожара в электроустановках зданий и сооружений, а также требования по защите от пожара в помещениях, в которых производится обработка, изготовление или хранение воспламеняющихся веществ и материалов и которые по характеристикам и свойствам обрабатываемых или складываемых материалов относятся к пожароопасным помещениям.

В п. 482.2.10 ГОСТ Р 50571.17 сказано: «При необходимости ограничить последствия, связанные с возможным возникновением аварийного тока, электрическая цепь должна быть либо предохранена защитным устройством (например, автоматические выключатели по ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1), номинальный рабочий дифференциальный ток которого не превышает 0,5 А, либо контролиро-

⁵ Устройство защитного отключения типа S специально предназначено для обеспечения селективной работы при его последовательном включении с УЗО общего применения, которые не имеют выдержки времени на отключение. Селективность достигается за счет наличия у УЗО типа S заранее установленного значения предельного времени неотключения, в течение которого устройство защитного отключения общего применения должно отключить электрическую цепь при наличии в ней тока замыкания на землю.

ваться с помощью устройства, обеспечивающего постоянный контроль изоляции и подающего сигнал опасности при пробое изоляции».

В процитированном требовании допущена следующая погрешность – вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» здесь неправомерно использовано словосочетание «номинальный рабочий дифференциальный ток».

Рассматриваемое требование в качестве одной из мер защиты от возгорания предусматривает использование устройства защитного отключения без встроенной защиты от сверхтока (по ГОСТ Р 51326.1) или УЗО со встроенной защитой от сверхтока (по ГОСТ Р 51327.1) для защиты электрических цепей с целью ограничения отрицательных последствий, вызываемых токами замыкания на землю. Такое применение УЗО может значительно уменьшить вероятность возгорания при появлении небольших токов замыкания на землю и существенно повысить эффективность защиты от пожара. Применение устройства защитного отключения типа S с номинальным отключающим дифференциальным током 0,3 А, например, на вводе в электроустановку индивидуального жилого дома позволит эффективно защитить ее от возгорания, которое может возникнуть при частичном повреждении изоляции какой-либо токоведущей части, сопровождающимся протеканием малого тока замыкания на землю.

В ГОСТ Р 50571.23 [18] установлены специальные требования по обеспечению защиты людей от поражения электрическим током в специальных электроустановках, которые используются на строительных площадках. Требования стандарта распространяются на временные электроустановки, предназначенные: для возведения новых зданий, ремонта, реконструкции, для расширения или сноса существующих зданий; для выполнения коммунальных инженерных работ; для проведения земляных работ; а также для осуществления других работ подобного рода.

В п. 704.471 ГОСТ Р 50571.23 указано: «... Если защита персонала от косвенного (непрямого) контакта обеспечивается за счет автоматического отключения энергии (например, с помощью УЗО) или определенной системой заземления и выравнивания электрических потенциалов, соответствующей требованиям пункта 413.1⁶, стандартное напряжение U_L снижается до 25 В переменного тока и 60 В слаботуперсирующего постоянного тока. ... Штепсельные розетки должны быть предохранены путем применения устройств защитного отключения с током срабатывания не более 30 мА (412.5) либо подачи сверхнизкого напряжения (411.1), либо подключением к электрически независимому участку сети, получающему питание от разделительного трансформатора (413.5)».

В процитированных требованиях имеются многочисленные ошибки и погрешности. Во-первых, вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» в нормативных требованиях неправомерно использовано словосочетание «ток срабатывания». Мера за-

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

Во-вторых, в анализируемых требованиях следует указать стандарт, на подразделы которого сделаны ссылки (ГОСТ Р 50571.3), а также правильно поименовать меры защиты от поражения электрическим током:

- защита посредством систем БСНН и ЗСНН (п. 411.1);
- дополнительная защита посредством устройства защитного отключения (п. 412.5);
- автоматическое отключение питания (п. 413.1);
- электрическое разделение цепей (п. 413.5).

В-третьих, рассматриваемые требования предписывают применение устройств защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А для защиты групповых электрических цепей штепсельных розеток в качестве дополнительной меры защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении. Нормативные требования также предполагают использование УЗО в качестве защитного устройства в составе автоматического отключения питания. При этом УЗО должны срабатывать при появлении на открытой проводящей части какого-то аварийного электроприемника класса I напряжения, превышающего 25 В переменного тока и 60 В постоянного тока. В условиях протекания постоянных токов замыкания на землю корректно работают только УЗО типа В, общие требования к которым содержатся в ГОСТ Р 50807 [19]. УЗО бытового назначения по ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1 и не бытового назначения по ГОСТ Р 50030.2 [20] могут быть типов АС и А. Такие УЗО не предназначены для отключения постоянных токов замыкания на землю, которые появляются в электрических цепях постоянного тока при замыкании на землю какой-либо токоведущей части.

В ГОСТ Р 50571.25 [21] установлены общие требования и правила к конструкции, параметрам и маркировке электронагревательных секций, к выбору, проектированию и монтажу электрооборудования, предназначенному для выполнения в зданиях электрообогреваемых полов и других поверхностей.

В п. 5.3–5.5 ГОСТ Р 50571.25 изложены следующие требования:

«5.3 Основной защитой от поражения электрическим током в электроустановках распределенного электрообог-

⁶ Здесь дана ссылка на подразделы ГОСТ Р 50571.3.

рева является двойная или усиленная изоляция токоведущих частей распределенных электронагревательных элементов (нагревательных и вспомогательных жил электронагревательного кабеля, токоведущих частей монтажных концов, нагревательных пленок, токоведущих элементов электронагревательных пластин). Дополнительной защитой является применение автоматических выключателей дифференциального тока (АВДТ) по ГОСТ Р 51327.1 и выключателей дифференциального тока (ВДТ) по ГОСТ Р 51326.1 с металлической оплеткой или с повивом брони электронагревательного кабеля, экранным слоем электронагревательной пленки (пластины) или УВЭП⁷ ...

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

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

В п. 8.3 и 8.8 стандарта указано:

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

8.8 Шкаф управления установкой распределенного электрообогрева должен содержать входной автомат или выключатель, выбираемый по номинальному току, автоматический выключатель дифференциального тока или выключатель дифференциального тока, рассчитанный на максимальный пропускаемый ток, регулятор температуры с программатором или без, силовое реле или иную коммутирующую аппаратуру, управляемую от регулятора температуры и подающую напряжение на электронагревательные секции, защитный автомат, выбираемый по быстродействию из условия селективности с времятоковой характеристикой, позволяющей защитить установку при коротких замыканиях и перегрузках в результате выхода электронагревателей из строя. ВДТ и АВДТ должны соответственно отвечать требованиям ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1».

В процитированных требованиях допущено большое число ошибок. Во-первых, в требованиях неправомерно использованы наименования устройств защитного отключения «автоматический выключатель дифференциального тока» и «выключатель дифференциального тока» вместо

следующих наименований УЗО, установленных стандартами, на которые даны многочисленные ссылки в тексте ГОСТ Р 50571.25:

- автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения без встроенной защиты от сверхтоков (ВДТ) по ГОСТ Р 51326.1;
- автоматический выключатель, управляемый дифференциальным током, бытового и аналогичного назначения со встроенной защитой от сверхтоков (АВДТ) по ГОСТ Р 51327.1.

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

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

Анализируемые требования предписывают защищать электронагревательное оборудование, вмонтированное в полы и другие поверхности здания, устройствами защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А. В том случае, если УЗО не имеют встроенной защиты от сверхтока, их следует защищать от токов перегрузки и коротких замыканий устройствами защиты от сверхтока (автоматическими выключателями или плавкими предохранителями). Применяемые УЗО должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1.

В ГОСТ Р 50571.26 [22] изложены требования по применению в электроустановках зданий устройств для защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП), с помощью которых должна осуществляться защита электрооборудования от импульсных перенапряжений, вызываемых прямыми ударами молнии в здание или в непосредственной близости от него, или ударами молнии в электрооборудование низковольтной распределительной электрической сети, а также от коммутационных импульсных перенапряжений.

Во втором примечании к п. 534.2.2 стандарта, в котором изложены требования по установке УЗИП, сказано: «В системах заземления типов ТТ и TN данное требование не исключает наличия дополнительной защиты посредством устройств защитного отключения дифференциального тока (далее – УДТ)». Пункт 534.2.7 стандарта гласит: «Если УЗИП установлены в соответствии с 534.2.1 и расположены со стороны нагрузки УДТ, то должны применяться УДТ типа S, устойчивые к импульсным токам порядка 3 кА (8/20 мс⁸)».

В процитированных требованиях имеется грубая терминологическая ошибка. Здесь использован очередной вариант неправомерного наименования устройства за-

⁷ В стандарте аббревиатурой УВЭП обозначено устройство выравнивания электрических потенциалов.

⁸ В цитируемых требованиях допущена ошибка в указании единицы измерения времени - вместо миллисекунды (мс) здесь должна быть указана микросекунда (мкс).

щитного отключения – «устройство защитного отключения дифференциального тока (УДТ)». Указанная аббревиатура – УДТ – в ГОСТ Р 51327.1 закреплена за устройством дифференциального тока. Это устройство не имеет главных контактов, с помощью которых оно могло бы замыкать и размыкать электрическую цепь. Поэтому УДТ всегда используется в совокупности с автоматическим выключателем – УДТ и автоматический выключатель имеют механическое и электрическое соединение и образуют единое защитное устройство, кратко называемое АВДТ.

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

ГОСТ Р 50571.27 [23] устанавливает специальные требования к электроустановкам мобильных, временно или постоянно устанавливаемых сооружений и механизмов со встраиваемым электрооборудованием, которые временно или постоянно используются на армарках, в парках развлечений, цирках или любых других местах.

В п. 740.412.5 стандарта изложены следующие требования к дополнительной защите «посредством автоматических выключателей дифференциального тока»: «За исключением аварийного освещения все цепи⁹ к светильникам, розеткам на номинальный ток до 32 А включительно и к переносному оборудованию, подключаемому посредством гибкого кабеля или шнура с нагрузочной способностью по току 32 А или менее, должны быть дополнительно защищены посредством автоматических выключателей дифференциального тока с номинальным током срабатывания, не превышающим 30 мА.

Это требование не распространяется на розетки, питаемые от цепи с одной или несколькими мерами защиты, перечисленными ниже:

- система БСНН (система безопасного сверхнизкого напряжения);
- защита электрическим разделением цепей;
- защита автоматическим отключением питания и понижением напряжения».

Примечание к п. 740.413.1 стандарта гласит: «При питании электродвигателей переменного тока большой мощности рекомендуется применять автоматические выключатели дифференциального тока с выдержкой времени».

В п. 740.481.3.1.3 ГОСТ Р 50571.27 указано: «Автоматическое отключение питания от временных сооружений должно предусматриваться на вводе с помощью автоматических выключателей дифференциального тока, номинальный дифференциальный отключающий ток которых не превышает 300 мА.

Эти выключатели должны иметь встроенную выдержку времени по условиям ГОСТ Р 50030.2 или соответствовать типу S по ГОСТ Р 51326.1 или ГОСТ Р 51327.1 для селек-

тивности срабатывания с автоматическими выключателями, защищающими конечную цепь к потребителю».

В процитированных требованиях имеются многочисленные ошибки и погрешности. Во-первых, вместо характеристики УЗО «номинальный отключающий дифференциальный ток» в нормативных требованиях неправомерно использованы словосочетания «номинальный ток срабатывания» и «номинальный дифференциальный отключающий ток». Устройство защитного отключения ошибочно поименовано в стандарте автоматическим выключателем дифференциального тока, автоматическим выключателем и даже – выключателем. В рассматриваемых требованиях стандарта МЭК 60364-7-740 употребляется аббревиатура «RCD», которая расшифровывается как «residual current protective device», переводится на русский язык как «защитное устройство дифференциального тока» и представляет собой эквивалент аббревиатуры «УЗО».

Во-вторых, в п. 740.412.5 стандарта указано, что электрические цепи штепсельных розеток, защищенные автоматическим отключением питания, можно не защищать УЗО. Хотя требования других стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 при этих условиях в качестве дополнительной защиты при прямом прикосновении рекомендуют или предписывают выполнять защиту групповых электрических цепей штепсельных розеток УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током до 0,03 А. То есть в нормативных требованиях стандарта МЭК 60364-7-740 и ГОСТ Р 50571.27 имеется логическая ошибка, которую следует устранить, исключив из п. 740.412.5 упоминание об автоматическом отключении питания.

Действительно, автоматическое отключение питания применяют для защиты всех групповых электрических цепей, за исключением тех, которые защищены системой БСНН, электрическим разделением цепей, а также некоторыми другими защитными мерами. При типах заземления системы TN в качестве защитного устройства обычно применяют устройства защиты от сверхтока. Поэтому требования стандартов, разрешающие не защищать УЗО групповые электрические цепи штепсельных розеток и предписывающие защищать групповые электрические цепи освещения, выглядят странно. Групповая электрическая цепь штепсельной розетки предназначена для обеспечения электроэнергией переносных и передвижных электроприемников, контакты человека с которыми с большей вероятностью могут привести к его поражению электрическим током, чем контакты со светильниками, входящими в состав групповой электрической цепи освещения.

ОСНОВНОЕ ПРАВИЛО ПРИМЕНЕНИЯ УЗО

Основные принципы применения устройств защитного отключения в электроустановках зданий вытекают из нормативных требований по защите человека и животных от поражения электрическим током. УЗО, номинальный отключающий дифференциальный ток которых не превыша-

⁹ В п. 740.412.5 стандарта МЭК 60364 7 740 [24], аналогом которого является ГОСТ Р 50571.27, речь идет о конечных цепях (*final circuits*), а не всех электрических цепях электроустановки. В национальной нормативной документации вместо термина «конечная цепь» используют термины «групповая цепь» и «групповая сеть».

ет 0,03 А, применяют в качестве дополнительной защиты от поражения электрическим током при прямом прикосновении. Указанную меру защиты используют в тех случаях, когда электрооборудование, особенно переносное и передвижное, применяется в условиях повышенной вероятности поражения электрическим током. Например, требованиями стандартов комплекса ГОСТ Р 50571 и ПУЭ седьмого издания предписано защищать такими УЗО групповые электрические цепи штепсельных розеток.

Устройства защитного отключения широко применяют для защиты от косвенного прикосновения. В электроустановках зданий, соответствующих типу заземления системы ТТ, которые характеризуются малыми токами замыкания на землю, все электрические цепи должны быть защищены устройствами защитного отключения. Часто в электроустановках зданий, соответствующих типам заземления системы TN, также приходится защищать УЗО те электрические цепи, которые при появлении замыкания на землю нельзя гарантировано отключить в течение нормируемого времени устройствами защиты от сверхтока.

На вводе в электроустановку здания, особенно жилого, целесообразно устанавливать устройство защитного отключения с номинальным отключающим дифференциальным током не менее 0,3 А. На это УЗО возлагается задача отключения всей электроустановки здания в том случае, когда небольшие токи замыкания на землю могут стать причиной возгорания изоляции проводников. Вводное УЗО должно быть типа S для обеспечения его селективной работы при последовательном включении с устройствами защитного отключения общего применения, которые установлены в групповых электрических цепях.

Устройства защитного отключения должны отключать электрические цепи только в аварийном режиме электроустановки здания, когда в них начинают протекать токи замыкания на землю. В нормальном режиме электроустановки здания УЗО не должны срабатывать. Для исключения ложных срабатываний устройств защитного отключения следует учитывать максимальные токи утечки, которые могут появиться в подключенных к ним электрических цепях. В п. 7.1.83 ПУЭ¹⁰ изложены следующие требования: «Суммарный ток утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должен превосходить 1/3 **номинального тока** УЗО. При отсутствии данных ток утечки электроприемников следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки сети – из расчета 10 мкА на 1 метр длины фазного проводника», которые содержат серьезные ошибки.

Во-первых, вместо термина «электрическая цепь» в рассматриваемых требованиях необоснованно использован термин «сеть».

Во-вторых, в процитированных требованиях имеется грубая ошибка – вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциаль-

ный ток», который обычно равен 0,01, 0,03, 0,10, 0,30 или 0,50 А, использована другая характеристика – «номинальный ток», обычно равный 16, 25, 40, 63, 80, 100 или 125 А (для УЗО по ГОСТ Р 51326.1 и ГОСТ Р 51327.1). Любое УЗО типов А и АС обязано отключить электрическую цепь, в которой имеется синусоидальный ток утечки, равный или превышающий его номинальный отключающий дифференциальный ток. Если в электрической цепи имеется пульсирующий постоянный ток утечки, равный или превышающий 1,4 (2,0) номинального отключающего дифференциального тока, УЗО типа А также обязано отключить электрическую цепь. При токе утечки, равном 1/3 номинального тока, любое устройство защитного отключения общего применения срабатывает мгновенно – за время не более 0,04 с.

Указанная грубая ошибка была допущена еще в п. 1.5 Временных указаний по применению УЗО в электроустановках жилых зданий [26], введенных в действие в 1997 г., на что мы обратили внимание сотрудников государственного энергетического надзора и других специалистов в статье [27], опубликованной в 1999 г. в журнале «Вестник Госэнергонадзора». Однако эти требования (без внесения в них соответствующих исправлений) были переписаны из п. 1.5 Временных указаний в п. 7.1.83 главы 7.1 ПУЭ, которая введена в действие в 2000 г. Более того, в п. А.1.2 Свода правил СП 31-110¹¹ [29], которые введены в действие в 2003 г., опять читаем: «Суммарное значение тока утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должно превосходить 1/3 **номинального тока** УЗО. При отсутствии данных о токах утечки электроприемников его следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки сети – из расчета 10 мкА на 1 м длины фазного проводника». Одна и та же грубая ошибка из одного нормативного документа переносится в другой нормативный документ, в очередной раз красноречиво иллюстрируя низкое качество ПУЭ, СП 31-110 и других нормативных документов, разработанных в нашей стране в течение последних десяти лет.

В-третьих, даже исправленное требование о том, что ток утечки электрических цепей, подключенных к УЗО, в нормальном режиме электроустановки здания не должен превосходить 1/3 его номинального отключающего дифференциального тока, справедливо лишь для синусоидальных токов. При синусоидальном токе номинальный неотключающий дифференциальный ток УЗО типов АС и А установлен в ГОСТ Р 51326.1, ГОСТ Р 51327.1, ГОСТ Р 50807 и ГОСТ Р 50030.2 равным половине номинального отключающего дифференциального тока. Если в главной цепи устройства защитного отключения протекает пульсирующий постоянный ток, значение неотключающего дифференциального тока УЗО типа А зависит от угла задержки тока. При угле задержки тока, равном 0°, неотключающий дифференциальный ток УЗО равен 0,35, при 90° – 0,25 и при 135° – 0,11 его номинального отключающего дифференциального тока.

¹⁰ Анализ требований ПУЭ по применению устройств защитного отключения приведен в статье [25]

¹¹ Анализ рекомендаций СП 31 110 по применению устройств защитного отключения приведен в статье [28]

Для гарантированного исключения ложных срабатываний устройства защитного отключения максимальный синусоидальный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типов АС и А, должен быть меньше половины его номинального отключающего дифференциального тока. Максимальный пульсирующий постоянный ток утечки в электрических цепях, подключенных к УЗО типа А, должен быть меньше 0,11 его номинального отключающего дифференциального тока.

Основное правило применения УЗО, исключающее его срабатывание в нормальном режиме электроустановки здания (при отсутствии замыкания на землю), формулируется следующим образом: *максимальный ток утечки в электрических цепях, подключенных к устройству защитного отключения, должен быть меньше его номинального неотключающего дифференциального тока.*

Понятия «ток утечки», «ток защитного проводника» и «ток замыкания на землю»

Термины «ток замыкания на землю» и особенно «ток утечки» неправильно используют в многочисленных статьях, книгах и даже в нормативных документах. Терминологические ошибки существенно искажают смысл нормативных требований, затрудняя, а, в некоторых случаях, исключая их корректное выполнение. Поэтому необходимо подробно рассмотреть понятия «ток утечки» и «ток замыкания на землю», а также новый термин – «ток защитного проводника».

В Международном электротехническом словаре дано несколько определений термина «ток утечки». В стандарте МЭК 60050-195 «Международный электротехнический словарь. Часть 195. Заземление и защита от поражения электрическим током» 1998 г. с поправкой 2001 г. [30, 31] рассматриваемый термин определен так: электрический ток в нежелательном проводящем пути при нормальных операционных условиях. В стандарте МЭК 60050-826 «Международный электротехнический словарь. Часть 826. Электрические установки» 2004 г. [32] этот термин определен аналогично.

Похожее определение рассматриваемого термина имеется в стандарте МЭК 60050-151 «Международный электротехнический словарь. Часть 151. Электрические и магнитные устройства» 2001 г. [33] – электрический ток в нежелательном проводящем пути ином, чем при коротком замыкании. Аналогичное определение термина «ток утечки» дано в Британском стандарте BS 7671.

В стандартах МЭК 61008-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, без встроенной защиты от сверхтока для бытового и подобного использования» 2002 г. [34] и МЭК 61009-1 «Автоматические выключатели, управляемые дифференциальным током, со встроенной защитой от сверхтока для бытового и подобного использования» 2003 г. [35], которые содержат требования к УЗО бытового назначения, определен термин «ток утечки на землю» – ток, протекающий с токоведущих частей установок в землю, в отсутствие повреждения изоляции.

Определение термина «ток утечки» в стандартах МЭК 60050-195, МЭК 60050-826 и МЭК 60050-151 имеет

общий теоретический вид, мало пригодный для практического применения. Более конкретны определения терминов из двух последних стандартов. На их основе можно подготовить определение рассматриваемого термина для национальной нормативной документации, устанавливающей требования к электроустановкам зданий. Рассмотрим ключевые моменты.

Из представленных определений следует, что ток утечки имеет место в нормальном режиме электроустановки здания, когда изоляция токоведущих частей, находящихся под напряжением, не имеет повреждений. При этом ток утечки стекает с токоведущих частей в землю (на сторонние проводящие части). Основываясь на этой ключевой информации, рассматриваемый термин можно определить так:

ток утечки – *электрический ток, протекающий в землю, на открытые, сторонние проводящие части и защитные проводники при неповрежденной изоляции токоведущих частей.*

Сопrotивление изоляции токоведущих частей электрооборудования не может быть бесконечно большим, а их емкость относительно земли или связанных с землей проводящих частей не может быть равной нулю. Поэтому с любой токоведущей части, находящейся под напряжением, в землю, а также на проводящие части, электрически соединенные защитными проводниками с заземляющим устройством электроустановки здания или с заземленной токоведущей частью источника питания, постоянно протекает небольшой электрический ток, который называют током утечки. То есть в нормальном режиме электроустановки здания, который характеризуется отсутствием повреждения изоляции, с токоведущих частей всегда имеется утечка электрического тока на землю, открытые и сторонние проводящие части и защитные проводники, которую устранить невозможно.

Путь, по которому протекает ток утечки, зависит от типа заземления системы. При типах заземления системы ТТ и IT ток утечки электрооборудования класса I через неповрежденную основную изоляцию стекает с токоведущих частей на открытые проводящие части. С открытых проводящих частей по защитным проводникам, главной заземляющей шине, заземляющим проводникам и заземлителю ток утечки протекает в землю. Если электроустановка здания соответствует типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S, то большая часть тока утечки стекает не в землю, а по нулевым защитным проводникам и по PEN-проводникам электроустановки здания и распределительной электрической сети протекает к заземленной токоведущей части источника питания.

В п. 3.23 ГОСТ Р 50571.1 [36] термин «ток утечки» определен так: «ток, который протекает в землю или на сторонние проводящие части в электрически неповрежденной цепи». Однако в процитированном определении более правильно говорить о неповрежденной изоляции токоведущих частей. Здесь следует также указать основной элемент, по которому протекают токи утечки – защитный проводник.

Любое электрооборудование имеет какой-то ток утечки. В стандартах, устанавливающих требования к конкретным видам электрооборудования, нормировано максимально допустимое значение тока утечки. Если электрооборудование имеет ток утечки, не превышающий нормативное значение, оно считается доброкачественным. В противном случае электрооборудование признается бракованным и подлежит ремонту или утилизации. Максимальные значения токов утечки, установленные в стандартах комплекса ГОСТ Р МЭК 60335 «Безопасность бытовых и аналогичных электрических приборов» для основных видов бытового электрооборудования, равны:

- для приборов классов 0, 0I, III – 0,5 мА;
- для переносных приборов класса I – 0,75 мА;
- для стационарных электромеханических приборов класса I – 3,5 мА;
- для стационарных нагревательных приборов класса I – 0,75 мА или 0,75 мА на 1 кВт номинальной потребляемой мощности приборов в зависимости от того, что больше, но не более 5 мА;
- для приборов класса II – 0,25 мА.

Токи утечки всегда имеют место в электрических цепях в нормальном режиме электроустановки здания. Их значения в групповых электрических цепях мало зависят от типа заземления системы и редко превышают несколько десятков миллиампер (обычно не более 10 мА). Если в электроустановке здания применяют электрооборудование, имеющее повышенные токи утечки, то должны быть выполнены дополнительные электротехнические мероприятия в соответствии с требованиями, например, подраздела 707.4 ГОСТ Р 50571.22 [37]. При этом значения повышенных токов утечки измеряются десятками миллиампер. На это обстоятельство прямо указывает название п. 707.471.3.3 стандарта: «Дополнительные требования для оборудования обработки информации с током утечки **выше 10 мА**».

В последние годы в некоторых стандартах МЭК появилось новое понятие – «ток защитного проводника», которое отсутствует в национальной нормативной документации. В стандарте МЭК 60050-826 термин «ток защитного проводника» определен так: электрический ток, возникающий в защитном проводнике такой, как ток утечки или электрический ток, являющийся следствием повреждения изоляции.

В стандарте МЭК 61140 «Защита от поражения электрическим током. Общие аспекты для установки и оборудования» 2001 г. [38] этот термин определен более кратко – ток, который протекает в защитном проводнике. Причем, наименование термина и его определение, приведенные в стандарте, были заимствованы из стандарта МЭК 60990 «Методы измерения тока прикосновения и тока защитного проводника» 1999 г. [39].

Процитированные определения рассматриваемого термина из стандартов МЭК 60050-826 и МЭК 61140 характеризуют любой электрический ток, который может протекать по защитному проводнику в разных условиях оперирования электроустановки здания – и в нормальном режиме,

и в аварийном режиме ее функционирования. Поэтому эти определения не представляют особого практического интереса, так как характеризуют все электрические токи в защитном проводнике без их отнесения к конкретному режиму электроустановки здания.

Действительно, в нормативной документации условия оперирования электроустановки здания подразделяются на нормальные, когда нет повреждения изоляции токоведущих частей и, следовательно, мала вероятность поражения электрическим током, и аварийные, при которых имеет место единичное повреждение изоляции какой-то токоведущей части и возможно поражение электрическим током. В нормальном режиме электроустановки здания по защитному проводнику протекает электрический ток, представляющий собой суммарный ток утечки одновременно работающего электрооборудования класса I и измеряемый тысячными долями Ампера. В аварийном режиме при замыкании какого-либо токоведущего проводника на открытую проводящую часть электрооборудования класса I (то есть при возникновении замыкания на землю), по защитному проводнику будет протекать ток замыкания на землю, который при типах заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S может достигать тысяч Ампер. Оба указанных тока имеют качественные отличия – ток утечки всегда протекает по защитному проводнику в нормальном режиме, а ток замыкания на землю появляется в нем только в аварийном режиме.

В стандарте МЭК 60950-1 «Информационное оборудование. Безопасность. Часть 1. Общие требования» 2005 г. [40] рассматриваемый термин определен более конкретно для одного режима электроустановки: ток, протекающий через защитный заземляющий проводник при нормальных условиях оперирования. В примечании к определению термина указано, что ток защитного проводника был предварительно включен в термин «ток утечки».

В стандарте BS 7671 также определен термин «ток защитного проводника» для нормального режима низкой напряженности электроустановки: электрический ток, который протекает в защитном проводнике при нормальных условиях оперирования.

Два последних определения рассматриваемого термина представляют практический интерес при формулировании нормативных требований к электроустановкам зданий. Работающее электрооборудование класса I всегда вызывает протекание в защитном проводнике каких-то токов утечки. Их сумма определяет ток защитного проводника, который должен быть ограничен для обеспечения надежной защиты от поражения электрическим током. Ток защитного проводника всегда должен сопоставляться с характеристиками устройства защитного отключения для того, чтобы его чрезмерное значение не вызывало ложное срабатывание УЗО в нормальном режиме электроустановки здания. Для национальной нормативной документации рассматриваемый термин целесообразно определить так:

ток защитного проводника – электрический ток, который протекает в защитном проводнике в нормальном режиме электроустановки здания.

В разделе 516 «Меры, связанные с токами защитного проводника» стандарта МЭК 60364-5-51 «Электрические установки зданий. Часть 5-51. Выбор и монтаж электрического оборудования. Общие правила» 2005 г. [41] специально оговорено, что для целей указанного раздела ток защитного проводника представляет собой ток, который течет в защитном проводнике, когда оборудование не имеет повреждения и нормально оперирует. Нормативные требования, касающиеся тока защитного проводника и изложенные в стандартах МЭК 61140 и МЭК 60364-5-51, относятся только к нормальному режиму электроустановки здания.

В п. 7.5.2 «Токи защитного проводника» стандарта МЭК 61140 указано, что в электроустановке и в электрооборудовании должны быть приняты меры для предотвращения чрезмерных токов защитного проводника, ухудшающих безопасность или нормальное использование электроустановки. Требования для электрического оборудования, которое вызывает при нормальном режиме работы ток, протекающий в его защитном проводнике, должны позволить нормальное использование и должны быть совместимы с защитными мерами предосторожности.

Для переменного тока с номинальной частотой 50 или 60 Гц в п. 7.5.2.2 стандарта МЭК 61140 установлены максимальные пределы тока защитного проводника электроприемников. Электроприемники со штепсельным соединением, оснащенные однофазной или многофазной системой штепсельной вилки и розетки, которая рассчитана на электрический ток до 32 А включительно, должны иметь следующие максимальные значения токов защитного проводника:

2 мА при номинальном токе электрооборудования до 4 А включительно;

0,5 мА на каждый Ампер номинального тока электрооборудования при номинальном токе более 4 А до 10 А включительно;

5 мА при номинальном токе электрооборудования более 10 А.

Электроприемники для постоянного присоединения, стационарные электроприемники и электроприемники со штепсельным соединением, оснащенные однофазной или многофазной системой штепсельной вилки и розетки, которая рассчитана на электрический ток более 32 А, должны иметь следующие максимальные значения токов защитного проводника:

3,5 мА при номинальном токе электрооборудования до 7 А включительно;

0,5 мА на каждый Ампер номинального тока электрооборудования при номинальном токе более 7 А до 20 А включительно;

10 мА при номинальном токе электрооборудования более 20 А.

Постоянно присоединенные электроприемники, которые предназначены быть подключенными к усиленному защитному проводнику, могут иметь ток защитного проводника больше 10 мА. Однако он ни в коем случае не должен превышать 5 % номинального входного тока на фазу. У таких электроприемников должен быть предусмотрен зажим,

предназначенный для присоединения защитного проводника, имеющего площадь поперечного сечения по крайней мере 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию. В качестве альтернативы стандарт допускает применение электроприемников, у которых имеется второй зажим для подключения дополнительного защитного проводника такого же сечения, как первый (обычный) защитный проводник. В документации электрооборудования, предназначенного для постоянного соединения с усиленным защитным проводником, производителем должно быть указано значение тока защитного проводника, а в инструкциях по его монтажу должно быть дано указание, что это электрооборудование следует надежно заземлить, как предписано в стандарте МЭК 60364-5-54 «Электрические установки зданий. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрического оборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов» 2002 г. [42].

В стандарте МЭК 61140 также указано, что при нормальном использовании, электрооборудование переменного тока не должно генерировать в защитном проводнике ток с составляющей постоянного тока, который может затронуть правильное функционирование устройств защитного отключения или другого оборудования. Требования, связанные с токами повреждения с составляющей постоянного тока находятся на рассмотрении.

Стандарт МЭК 61140 не предназначен для использования в качестве самостоятельного стандарта. Его требования применяются только в том случае, если они включены в другие стандарты или упомянуты в них. Поэтому изложенные выше требования были воспроизведены в приложении «Е» стандарта МЭК 60364-5-51. В разделе 516 стандарта, в частности, указано, что для обеспечения безопасности и гарантирования нормального использования ток защитного проводника, генерируемый электрическим оборудованием, при нормальных условиях оперирования и проектирования электрических установок, должен быть согласованным. Когда не доступна информация от производителя, должны учитываться допустимые токи защитного проводника для оборудования, приведенные в приложении «Е».

Монтажник обязан информировать владельца электроустановки о том, что предпочтительно выбирать такое оборудование, для которого производитель предоставляет информацию относительно значения тока защитного проводника. Предпочтение следует отдавать оборудованию с низкими значениями тока защитного проводника, чтобы избежать нежелательного расцепления. Усиленные защитные проводники выполняют по требованиям п. 543.7 стандарта МЭК 60364-5-54.

В п. 543.7 «Усиленные защитные проводники для токов защитного проводника, превышающих 10 мА» стандарта МЭК 60364-5-54 изложены требования к выполнению усиленных защитных проводников электроприемников, предназначенных для постоянного присоединения и имеющих ток защитного проводника, превышающий 10 мА. Эти требования предусматривают применение защитного проводника, который должен иметь площадь поперечного сечения

по крайней мере 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию по всей своей длине. Возможно также использование второго защитного проводника, по крайней мере, той же самой площади поперечного сечения, как требуется для защиты от косвенного прикосновения. Он должен быть проложен вплоть до точки где защитный проводник имеет площадь поперечного сечения не меньше чем 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию. При этом электроприемник должен быть оснащен отдельным зажимом для подключения второго защитного проводника.

Данные о максимальных токах утечки и токах защитного проводника следует учитывать при определении допустимого числа электроприемников, одновременно подключенных к одному устройству защитного отключения. Для приближенной оценки тока утечки можно использовать данные п. 7.1.83 ПУЭ – «... ток утечки электроприемников следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки ...».

Понятие «ток утечки» часто необоснованно применяют вместо характеристики устройства защитного отключения «номинальный отключающий дифференциальный ток» и понятия «ток замыкания на землю», которое характеризует электрический ток, появляющийся в аварийном режиме электроустановки здания.

В стандартах МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1 определен термин «ток повреждения на землю» – ток, протекающий в землю, обусловленный повреждением изоляции. В стандарте МЭК 60439-1 «Низковольтные распределительные устройства. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично» 2004 г. [43] аналогичный термин определен так: ток повреждения, который протекает в землю.

Сравнение процитированных определений с определением термина «ток утечки на землю» из стандартов МЭК 61008-1 и МЭК 61009-1 указывает на их качественные отличия. Ток утечки на землю протекает в **отсутствии** повреждения изоляции, а ток повреждения на землю появляется **при повреждении** изоляции токоведущих частей, находящихся под напряжением. Пути протекания обеих токов одинаковы – с токоведущих частей, находящихся под напряжением, в землю. Для национальной терминологии можно рекомендовать следующее определение термина «ток замыкания на землю»:

ток замыкания на землю – электрический ток, протекающий в землю, на открытые, сторонние проводящие части и защитные проводники при повреждении изоляции токоведущих частей.

В п. 3.21 ГОСТ Р 50571.1 термин «ток замыкания на землю» определен следующим образом: «ток, проходящий в землю через место замыкания». Похожее определение рассматриваемого термина имеется и в п. 2.6.7 ГОСТ Р 51321.1 [44] – «ток повреждения, проходящий в землю через место замыкания».

В аварийном режиме электроустановки здания из-за повреждения изоляции одной или нескольких токоведущих частей резко уменьшается сопротивление между токоведущими частями, с одной стороны, и землей (открытыми, сторонними проводящими частями и защитными проводника-

ми), с другой стороны. В результате этого резко увеличивается величина электрического тока, стекающего с токоведущих частей в землю, а также на проводящие части, соединенные защитными проводниками с заземляющим устройством электроустановки здания или с заземленной токоведущей частью источника питания. Подобный электрический ток аварийного режима электроустановки здания и называют током замыкания на землю.

Путь, по которому может протекать ток замыкания на землю, зависит от конкретного типа заземления системы. Если произошло повреждение основной изоляции какой-либо опасной токоведущей части электрооборудования класса I и возникло ее замыкание на открытую проводящую часть, то при типах заземления системы ТТ и IT ток замыкания на землю через поврежденную изоляцию стекает с токоведущей части на открытую проводящую часть. Далее с открытой проводящей части по защитному проводнику, главной заземляющей шине, заземляющим проводникам и заземлителю электрический ток протекает в землю. Если электроустановка здания соответствует типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S, большая часть тока замыкания на землю стекает не в землю, а по защитным проводникам электроустановки здания и распределительной электрической сети (по нулевым защитным проводникам и по PEN-проводникам) протекает к заземленной токоведущей части источника питания (обычно – к заземленной нейтрали трансформатора).

Величина тока замыкания на землю зависит от конкретного типа заземления системы. Наименьший ток замыкания на землю (до нескольких сотен миллиампер) имеет место в системе IT, в которой токоведущие части источника питания изолированы от земли или какая-то его токоведущая часть соединена с землей через переходное сопротивление. Существенно больший ток замыкания на землю (до нескольких десятков ампер) возникает в системе TT, в которой его значение зависит от суммы сопротивлений заземляющего устройства токоведущей части источника питания и заземляющего устройства защитного заземления открытых проводящих частей электроустановки здания. Очень большой ток замыкания на землю (до нескольких тысяч ампер), в пределе равный току однофазного короткого замыкания, может быть в электроустановке здания, соответствующей типам заземления системы TN-C, TN-S и TN-C-S.

В электроустановках зданий выполняют автоматическое отключение питания, в составе которого осуществляется распознавание тока замыкания на землю и отключение электрических цепей, в которых появился ток замыкания на землю. Электрический ток, протекающий через тело человека (животного) на землю или проводящие части, электрически соединенные с землей, при его прикосновении к находящейся под напряжением токоведущей части, также является током замыкания на землю. Устройство защитного отключения, применяемое для дополнительной защиты при прямом прикосновении, отключает этот ток замыкания на землю и, таким образом, защищает человека (животное) от поражения электрическим током.

Заключение. Устройства защитного отключения применяются в электроустановках зданий для защиты от поражения электрическим током в качестве дополнительной меры защиты при прямом прикосновении, а также в составе автоматического отключения питания, которое является мерой защиты от косвенного прикосновения. В любой электроустановке здания должно быть обеспечено корректное оперирование УЗО – надежное и своевременное отключение ими токов замыкания на землю в аварийном режиме электроустановки здания и отсутствие их срабатывания из-за токов утечки в нормальном режиме электроустановки здания.

ЛИТЕРАТУРА

16. ГОСТ Р 50571.14–96 (МЭК 364-7-705–84). Электроустановки зданий. Ч. 7. Требования к специальным электроустановкам. Электроустановки сельскохозяйственных и животноводческих помещений. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1997.
17. ГОСТ Р 50571.17–2000 (МЭК 60364-4-482–82). Электроустановки зданий. Ч. 4. Требования по обеспечению безопасности. Глава 48. Выбор мер защиты в зависимости от внешних условий. Раздел 482. Защита от пожара. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
18. ГОСТ Р 50571.23–2000 (МЭК 60364-7-704–89). Электроустановки зданий. Ч. 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 704. Электроустановки строительных площадок. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
19. ГОСТ Р 50807–95 (МЭК 755–83). Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996.
20. ГОСТ Р 50030.2–99 (МЭК 60947-2–98). Аппаратура распределения и управления низковольтная. Ч. 2. Автоматические выключатели. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000.
21. ГОСТ Р 50571.25–2001. Электроустановки зданий. Ч. 7. Требования к специальным электроустановкам. Электроустановки зданий и сооружений с электрообогреваемыми полами и поверхностями. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002.
22. ГОСТ Р 50571.26–2002 (МЭК 60364-5-534–97). Электроустановки зданий. Ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Раздел 534. Устройства для защиты от импульсных перенапряжений. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003.
23. ГОСТ Р 50571.27–2003 (МЭК 60364-7–740-2000). Электроустановки зданий. Ч. 7-740. Требования к специальным электроустановкам или местам их расположения. Временные электрические установки для сооружений, устройств для развлечений и павильонов на ярмарках, в парках развлечений и цирках. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003.
24. International standard IEC 60364-7-740. Electrical installations of buildings. Part 7-740: Requirements for special installations or locations – Temporary electrical installations for structures, amusement devices and booths at fairgrounds, amusement parks and circuses Part 7-740: Requirements for special installations or locations – Temporary electrical installations for structures, amusement devices and booths at fairgrounds, amusement parks and circuses. First edition. – Geneva: IEC, 2000-10.
25. Харечко В., Харечко Ю. Требования Правил устройства электроустановок по применению устройств защитного отключения// Главный энергетик, № 6, 2005.
26. Временные указания по применению устройств защитного отключения в электроустановках жилых зданий// Вестник Главгосэнергонадзора России, № 2, 1997.
27. Харечко В.Н., Харечко Ю.В. Особенности применения устройств защитного отключения в электроустановках зданий, выполненных из металла// Вестник Госэнергонадзора, 1999, № 3.
28. Харечко В., Харечко Ю. Рекомендации Свода правил СП 31-110 по применению устройств защитного отключения// Главный энергетик, № 7, 2005.
29. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. СП 31-110–2003. М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004.
30. International standard IEC 60050-195. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. First edition. – Geneva: IEC, 1998-08.
31. International standard IEC 60050-195-am1. International Electrotechnical Vocabulary. Part 195: Earthing and protection against electric shock. Amendment 1. – Geneva: IEC, 2001-01.
32. International standard IEC 60050-826. International Electrotechnical Vocabulary. Part 826: Electrical installations. Second edition. – Geneva: IEC, 2004-08.
33. International standard IEC 60050-151. International Electrotechnical Vocabulary. Part 151: Electrical and magnetic devices. – Geneva: IEC, 2001-07.
34. International standard IEC 61008-1. Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs). Part 1: General rules. Edition 2.1. – Geneva: IEC, 2002-10.
35. International standard IEC 61009-1. Residual current operated circuit-breakers with integral overcurrent protection for household and similar uses (RCOBs). Part 1: General rules. Edition 2.1. – Geneva: IEC, 2003-02.
36. ГОСТ Р 50571.1–93 (МЭК 364-1–72, МЭК 364-2–70). Электроустановки зданий. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 1993.
37. ГОСТ Р 50571.22–2000 (МЭК 60364-7-707–84). Электроустановки зданий. Ч. 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 707. Заземление оборудования обработки информации. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
38. International standard IEC 61140. Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment. Third edition. – Geneva: IEC, 2001-10.
39. International standard IEC 60990. Methods of measurement of touch current and protective conductor current. Second edition. – Geneva: IEC, 1999-08.
40. International standard IEC 60950-1. Information technology equipment. Safety. Part 1: General requirements. Edition 2.0. – Geneva: IEC, 2005-12.
41. International standard IEC 60364-5-51. Electrical installations of buildings. Part 5-51: Selection and erection of electrical equipment. Common rules. Fifth edition. – Geneva: IEC, 2005-04.
42. International standard IEC 60364-5-54. Electrical installations of buildings. Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment. Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors. Second edition. – Geneva: IEC, 2002-06.
43. International standard IEC 60439-1. Low-voltage switchgear and control-gear assemblies. Part 1: Type-tested and partially type-tested assemblies. Edition 4.1. – Geneva: IEC, 2004-04.
44. ГОСТ Р 51321.1–2000 (МЭК 60439-1–92). Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Ч. 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний. – М.: ИПК «Изд-во стандартов», 2001.

Жалилов Р.Б.
канд. техн. наук,
ООО МПП «Энерготехника»,
г. Саратов

ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ

Наступивший новый век и третье тысячелетие ставят новые грандиозные задачи перед энергетиками. Современный деловой мир и массы населения все более насыщаются компьютерным и электронным оборудованием. Поэтому у потребителей электроэнергии повышаются требования к надежности электроснабжения [1]. В свою очередь важно отметить [2], что в условиях перехода от централизованного управления к рыночным отношениям решена главная отраслевая задача: *организация надежного снабжения потребителей электрической и тепловой энергией* в условиях практически полного отказа от государственного финансирования и высокой инфляции, а также острого кризиса неплатежей. Между тем, основной задачей управления Единой электроэнергетической системой (ЕЭС) страны остаётся надежное снабжение электрической и тепловой энергией (СЭТЭ) требуемого качества при минимальных затратах на её производство, преобразование, передачу и распределение. В технической литературе и в частности в [3] среди функций управления ЕЭС центральными выделяются функции второй и третьей групп, в состав которых включены многие задачи, до конца не решаемые до сих пор в процессе диспетчерского управления ЕЭС. Однако необходимость решения их определяется условиями и особенностями работы ЕЭС в настоящее время и особенно в

перспективе. В их числе есть задачи, связанные с оценкой и обеспечением надежности электро- и теплоснабжения потребителей. В свою очередь надежность электроснабжения зависит как от правильного проектирования и эксплуатации электрооборудования (ЭО) систем электроснабжения (СЭС), от рационального электропотребления (ЭП), так и от правильного проектирования и эксплуатации теплотехнического оборудования (ТО) и теплоиспользования (ТИ), т.е. от рационального теплоснабжения (ТС).

Прогнозирование потребления электрической и тепловой энергии составляют существенную часть комплексов задач планирования энергетических режимов Электроэнергетической системы (ЭЭС). В последние годы в связи с возрастанием напряженности топливно-энергетического баланса, ужесточением топливной конъюнктуры и повсеместным внедрением мероприятий по регулированию ЭП особенно возросло значение точности прогнозирования.

Возросшие требования к качеству проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий вызывают необходимость повышения точности определения расчетных нагрузок промышленных электрических сетей (ЭС), по значениям которых, как известно, выбираются мощности трансформаторов, сечения питающих линий и



Промышленные контроллеры SCADA для жестких условий эксплуатации

определяется заявляемая предприятием мощность в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Внедрение автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) на современной цифровой основе значительно повышает качество и надежность электроснабжения. В настоящее время в России и за рубежом уже наметился переход к следующему поколению цифровых устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) с интеграцией в пределах единого информационного комплекса функций релейной защиты, измерения и коммерческого учета электроэнергии (ЭЭ), регулирования и управления электроустановками [4]. Такие устройства с позиции автоматического управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются оконечными устройствами сбора информации, то есть терминалами. Зачастую терминалы защиты выполняют функцию контроллеров нижнего уровня АСУ, обеспечивая комплексную защиту управления подстанций на современном уровне. В этом случае они обеспечивают управление по месту или с удаленных диспетчерских пунктов, а также контроль положения первичного оборудования, измерения, сигнализацию, запись и передачу осциллограмм. Кроме того, АСУ позволяют произвести пользователю запись/изменение уставок с использованием пароля, получить отчеты и вести архив событий, выполнить состояния диагностики первичного оборудования и др. Коротко остановимся на задаче ретроспективного анализа АСУ энергосистем в России и за рубежом.

В последние годы проведена большая работа по совершенствованию методов и средств диспетчерского управления ЭЭС. Созданы и развиваются АСДУ региональных и национальных ЭЭС и ЭО, базирующиеся на экономико-математических методах, современных средствах компьютерной техники, передачи и отображения информации [3]. Применение персональных ЭВМ (ПЭВМ), имеющих высокую производительность и стоимость, дало толчок развитию и распространению систем управления реального вре-

мени (SCADA) как в ЭЭС, так и в электроустановках потребителей. Серверы SCADA обеспечивают:

- ✓ прием/передачу телеинформации в любых протоколах;
- ✓ прием/ передачу данных суточной диспетчерской ведомости (СВ);
- ✓ обработку поступающей информации, формирование базы данных(БД) реального времени (БДРВ), архивирование;
- ✓ управление диспетчерским щитом (цифровыми приборами, символами, мнемосхемами, информационными табло);
- ✓ циклическое копирование БДРВ на файл-серверы локальной сети (ЛС);
- ✓ ЭВМ выполняют все функции SCADA , за исключением организации диалога, который осуществляется на ПЭВМ локальной сети.

Для повышения надежности информационного обслуживания диспетчеров ПЭВМ, установленные на рабочих местах, кроме подключения к ЛС, имеют радиальную связь с UNIX-ЭВМ. Выбор типа UNIX- ЭВМ определяется, в первую очередь, наличием в составе ЭВМ программируемых канальных адаптеров. Этому требованию отвечают ЭВМ двух типов: MOTOROLA, работающая под управлением OS UNIX (System V) и IBM RS/600 (OS AIX). Наибольшее распространение получили SCADA, разработанные специалистами ОДУ Урала и ТОО «Интерфес» (г. Екатеринбург), ВНИИЭ (г. Москва), Комизэнерго (г. Ухта), СИСТЭЛ, КО-НУС (г.Москва) и др.

В технической литературе и в частности в [5] отмечена высокая эффективность АСДУ, внедренных в ЭЭС и в электроустановках потребителей США [3]. Указаны следующие данные: *снижение максимума нагрузки* - за счет автоматического регулирования напряжения до 8%, управления нагрузкой до 15%; *снижение потерь электроэнергии* в электрической сети на- 1-1,5% за счет регулирования соцц; *снижение расхода топлива* - на 0,2- 2% за счет оптимизации режима по активной мощности, на 0,01 -2% за счет выбора состава работающего оборудования, на 0,01- 1% за счет оперативного пересчета коэффициентов потерь, на 0,1-0,5% за счет оптимизации режима реактивной мощности, на 0,01-0,1% за счет оптимизации графиков ремонта основного оборудования; *снижение* на 10% и *более числа аварийных нарушений* за счет оценки в реальном времени возможных аварийных ситуаций. Для современных АСДУ в США, например, характерна интеграция функций оперативного и автоматического управления как во временном (использование БД реального времени как основы не только для управления, но и для планирования режимов), так и в территориальном аспекте (интеграция автоматизации подстанций и электрических сетей с функциями верхних уровней управления). Энергокомпании США уделяют большое внимание управлению нагрузкой. К системам управления нагрузкой подключены потребители суммарной мощностью более 16 тыс. МВт, что составляет 4-70 национального несоответствия максимума нагрузки [6]. В энергокомпании «Clay Electric Cooperative», обслуживающей 87. тыс. потребителей

с максимумом нагрузки 340 МВт, введена в эксплуатацию АСДУ, осуществляющая наряду с традиционными функции автоматизированного контроля и управления энергопотреблением (АСКУЭ) [3,6]. Основные функции контроля и теплуправления (ТУ) реализуются с помощью двух мини ЭВМ типа PDP 11/44, получающих информацию от 50 интеллектуальных терминальных устройств (ИТУ). Для реализации функции АСКУЭ используется третья мини ЭВМ PDP 11/44, информационно связанная с двумя другими ЭВМ. Для возможности контроля за электропотреблением, управления электропотреблением, накопления информации о нагрузках разных групп потребителей используется трехуровневая иерархическая система, включающая, кроме мини-ЭВМ ДП, микропроцессорные контроллеры, установленные на питающих подстанциях (второй уровень), и снабженные приемопередатчиками электросчетчики, установленные у потребителей (третий уровень). С помощью АСКУЭ осуществляется управление нагрузкой - отключение - включение потребителей. Контроллеры управляют такими электроприемниками -регуляторами нагрузки как установки электронагрева воды, кондиционирования воздуха, центрального отопления. Команды на отключение электроприемников выдаются по заданию диспетчера автоматически при достижении установленного значения максимума или по заранее заданной программе.

Высшие уровни диспетчерского управления Государственной энергокомпании Франции Electricite de France (ЭДФ) представляет Национальный диспетчерский пункт (НДП) и семь региональных ДП (РДП) [5]. Нижний уровень диспетчерского управления представляют 130 местных ДП (МДП) основных сетей. Основу комплекса АСДУ представляет система управления БД реального времени.

В АСДУ, введенной в электрических сетях Англии и Уэльса, технические средства установлены на НДП [5]. Основными ЭВМ НДП являются две машины типа CYBER 180, из которых одна работает в режиме основной, а вторая – резервной.

В реальном времени реализуются такие функции как прогнозирование нагрузки в узлах, расчет режима по напряжению и реактивной мощности, перераспределение нагрузки между электростанциями, планирование режимов и т.д.

По мнению разработчиков, комплекс технических средств на локальной сети Ethernet и ПЭВМ имеет более высокую надежность по сравнению с традиционными двухмашинными комплексами. Благодаря развитию АСУ на новой технической базе появляется реальная возможность комплексного подхода к планированию режимов СЭС путем тесной увязки планирования энергетических и электрических режимов с целью обеспечения их допустимости, надежности и экономичности. По мнению автора для повышения эффективности планирования энергетического режима СЭС требуется выполнение следующих задач:

- ✓ развитие методов долгосрочного и краткосрочного прогнозирования энергетических (активных электрических и тепловых) нагрузок СЭС за счет более детального анализа и учета различных показателей, характер-

ризующих условия развития экономики предприятий различных отраслей и их взаимосвязей с применением математического аппарата многомерного статистического анализа;

- ✓ разработка программных средств для формирования расчетных энергетических (активных электрических и тепловых) нагрузок СЭС на основе согласования результатов их прогноза с прогнозами энергетических нагрузок региона (территории) в целом и расчетами энергетических режимов узлов ЭЭС;
- ✓ разработка методики, алгоритмов и программных средств для перехода от электрического режима, базирующегося на расчетной электрической схеме ЭЭС, энергетическому режиму, базирующему на расчетной энергетической схеме ЭЭС;
- ✓ разработка более совершенных методов учета режима ЭП и топливоиспользования (ТИ) при оптимизации энергетических режимов; разработка пакета программ ретроспективного анализа и их внедрение в практику эксплуатации;
- ✓ дополнительные расчеты при планировании краткосрочного режима баланса условного и натурального топлива, потерь ЭЭ и тепловых потерь в ЭС;
- ✓ расчет надежности электрических и тепловых сетей с быстроедействием, обеспечивающим возможность формирования оперативных решений, направленных на повышение надежности электро- и теплоснабжения потребителей;
- ✓ усовершенствование программ краткосрочного прогнозирования энергопотребления в части моделирования дисперсии энергопотребления;
- ✓ разработка и реализация программ и алгоритмов оперативного управления и взаиморасчетов между ЭЭС и потребителями в условиях рыночной экономики и т. д.

Традиционные методы разработки систем электроснабжения в существующих условиях экономически не приемлемы, так как ведут к экстенсивному развитию промышленных электрических сетей, постоянному росту потерь ЭЭ, нерациональному использованию имеющихся резервов экономики ЭЭ. Поэтому проблема развития теории и методологии проектирования систем электроснабжения промпредприятий имеет важное народнохозяйственное значение.

Использованная литература:

1. Шабад М. А. Сто лет релейной защите. Сборник материалов. Санкт-Петербург, 2001.
2. Волков Э.П., Баринов В.А. Вопросы совершенствования управления планированием развития и функционированием электроэнергетики России // Изв. РАН. Сер. Энергетика. 1998. №6.
3. Руденко Ю.Н., Семенов В.А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. М.: Издательство МЭИ, 2000.
4. Шмурьев В.Я. Цифровые реле. Санкт-Петербург, 2001.
5. Дьяков А.Ф., Окин А.А., Семенов В.А. Диспетчерское управление мощными энергообъединениями. М.: Издательство МЭИ, 1996.
6. Семенов В.А. Управление нагрузкой в США и Великобритании // Энергетика. 1992. №6. С.19-20.



П.В. Полянский
(Группа компаний «ТЕКОН»)

ПТК ТЕПЛОНИК® – ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫМ ПУНКТОМ

В статье рассматриваются задачи автоматизации объектов жилищно-коммунального хозяйства. Описывается функциональность и приводятся основные возможности ПТК ТЕПЛОНИК® – готового решения для автоматизации тепловых пунктов любой сложности.

НЕМНОГО ИСТОРИИ

В историческом смысле центральные тепловые пункты (ЦТП) в их сегодняшнем виде явление весьма молодое. В нашей стране они начали формироваться с середины 60-х годов, когда развернулось массовое строительство панельных многоэтажных жилых домов.

Даже в Москве в начале второй половины 60-х можно было встретить дома, где тепло в жилых помещениях обеспечивалось за счет подъездной печи или местной котельной, и источник был фигурой совершенно реальной, а не пришедшей к нам со страниц произведений Зощенко.

Холодная вода в малоэтажные здания подавалась из забытых уже ныне водонапорных башен, а нагревалась в лучшем случае в индивидуальных «водонагревателях проточных газовых» или, попросту говоря, в газовых колонках.

Строящиеся жилые многоэтажки уже нельзя было обеспечить водой и теплом по старой схеме. Не хватало высоты водонапорных башен, тепловой производительности котельных, да и горячую воду хотелось получить, просто повернув кран, а не сдавать экзамен на право пользования водогрейным газовым прибором.



Рис.1. ЦТП жилого микрорайона.

Схема водяного и теплового снабжения жилого фонда в эти годы была коренным образом изменена. Централизованной выработкой тепла занялись теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и районные тепловые станции (РТС), а его перераспределением и созданием рабочих напоров – ЦТП. Впрочем, тогда их еще было принято называть бойлерными и закапывать рабочие помещения в землю, оставляя на поверхности лишь ведущую в недра лестницу.

Современный вид центральных тепловых пунктов – бетонных коробок в центре микрорайона окончательно установился в 80-е годы прошлого столетия и с незначительными изменениями дошел до наших дней (рис. 1).

УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОМ ПУНКТОМ

Изменения в системе водо- и теплоснабжения коснулись не только тепловых и массовых потоков. Ими потребовалось по-другому управлять. Теперь, создавая необходимый напор, насосы холодного водоснабжения работали постоянно, и необходимо было автоматически следить за давлением с учетом разного разбора воды. Появилось сразу несколько новых задач по поддержанию давления и температуры в контурах горячего водоснабжения и отопления. Увеличение этажности жилых зданий потребовало обслуживать их по отдельным зонам высотности. Практически это означало увеличение количества основного оборудования и количества приборов управления в 2 – 3 раза. «Первый удар» приняли на себя средства локальной автоматизации, построенные на гидромеханических или электромеханических принципах. Они исправно несли службу до тех пор, пока энергоресурсы «лились полным потоком», и их экономию можно было отнести к умозрительной задаче академического характера.

Времена, цены и приоритеты менялись. На смену решенной задаче «обеспечить» пришла новая задача – «эффективно управлять». Справиться с ней оказалось возможным только с использованием принципиально новых подходов и техники систем управления.

Перепускные устройства заменили системами частотного регулирования (СЧР), наравне с более детальным диспетчерским графиком режимов стало применяться оперативное регулирование с учетом температуры окружающего воздуха. Повысившиеся требования к устойчивости тепловых сетей потребовали не только организации более сложного локального управления, но и реализации ранее отсутствовавшего диспетчерского управления теплоснабжением.

По мере возникновения таких задач, для их решения нашими специалистами создавались системы на базе контроллеров ТКМ51, ТКМ52 и ТЕКОНИК®. С 1999 года в Москве, Чебоксарах, Казани, Пензе, Оренбурге эксплуатируется свыше двухсот тепловых пунктов, автоматизированных на нашей технике. Логическим продолжением этих работ стало создание специализированного ПТК ТЕПЛОНИК® на базе контроллера ТКМ410. При создании ПТК ТЕПЛОНИК® учитывались пожелания и опыт такой авторитетной проектной организации как «МОСПРОЕКТ» и ведущего системного интегратора РНП «ТЕПЛОЭНЕРГОРЕМОНТ» (ныне – «ПКМ ТехноТЭР»).

ЧТО В КОРОБКЕ?

На этот вопрос довольно просто ответить, хотя самой коробки, как таковой, нет. Программно-технический комплекс ТЕПЛОНИК®, несмотря на свои скромные размеры, является полнофункциональным ПТК. «Железной» составляющей комплекса служит контроллер ТКМ410 (рис. 2). Этот контроллер специально разрабатывался для использования в сфере жилищно-коммунального хозяйства. Он сделан в виде единого блока по принципу «все в одном».



Рис.2. Контроллер ТКМ410.

Количество и состав цифровых и аналоговых входов и выходов специально оптимизировались для задач класса «управление ЦТП». Контроллер оснащен 36 каналами дискретного ввода для сигналов постоянного тока 24 В. Каналы имеют групповую гальваническую изоляцию и встроенную систему подавления дребезга контактов. Каналы дискретного ввода могут работать в двух режимах: либо от датчика типа «сухой контакт» с использованием встроенного источника питания, либо от активных датчиков с выходным напряжением 24 В постоянного тока.

Для управления исполнительными устройствами предусмотрено 24 канала дискретного вывода. Половина из них реализована на электромеханических реле с формулой контактной группы SPDT, допускающих коммутацию тока в 2 А переменного тока при действующем значении напряжения от 5 до 250 В на резистивной или индуктивной нагрузке. Каналы имеют индивидуальную гальваническую развязку. Контакты выходных реле сразу снабжены искрогасящими цепями, что дает возможность использовать их для непосредственного управления обмотками большинства электромагнитных пускателей, минуя дополнительные промежуточные реле.

Вторая половина выходных каналов представлена симисторными ключами с формулой контактной группы SPST и рабочим током от 0,06 до 1 А при действующих значениях напряжения переменного тока от 88 до 360 В. Каналы имеют индивидуальную гальваническую развязку. Коммутация симисторных реле происходит в момент перехода питающей сети через «0» напряжения, чем обеспечивается безударный режим коммутации нагрузки.

Каждый из выходных дискретных каналов может работать как в обычном режиме, так и в режиме вывода импульсов заданной длительности (режим ШИМ). Эта воз-

возможность поддерживается на уровне системного программного обеспечения.

Работа с приборами учета, имеющими импульсный выход, в ТКМ410 облегчается за счет 4-х специальных каналов частотного и числоимпульсного ввода. Каналы имеют групповую гальваническую изоляцию и могут работать в режимах ввода как импульсных, так и частотных сигналов. Диапазон измерения частоты от 0 до 10000 Гц.

Учитывая особенности применения ПТК ТЕПЛОНИК® в сфере теплоэнергетики и для снижения стоимости итоговой системы, в ТКМ410 реализовано 8 каналов аналогового ввода сигналов непосредственно от термопреобразователей сопротивления по 3- и 4- проводной схеме. Поддерживается 10 типов различных датчиков с возможностью индивидуальной настройки каждого канала на тип датчика и температурный диапазон. При наличии пассивных противопожарных фильтров и функции проверки линии связи с датчиками на обрыв, время опроса 8 датчиков составляет не более 250 мс.

Работа с аналоговыми датчиками с унифицированным выходом поддерживается в контроллере через 8 каналов ввода токовых сигналов. Они могут настраиваться на диапазоны 0-20 мА, 4-20 мА, 0-5 мА. Специалисты-практики по достоинству смогут оценить исполнение контроллера, имеющего встроенные источники питания для датчиков. Время опроса всех 8 каналов измерения тока также не более 250 мс. Для пропорционального управления исполнительными устройствами в контроллере предусмотрены два канала аналогового вывода. Выходной токовый сигнал может быть настроен на один из трех диапазонов: 0-20, 4-20 и 0-5 мА.

В случае необходимости, количество каналов ввода-вывода можно расширить за счет подключения к ТКМ410 модулей ввода-вывода из семейства ТЕКОНИК®. Для увеличения количества температурных входов, в случае расширения системы, используются интеллектуальные датчики ТСТ11, обеспечивающие сетевое подключение к последовательному порту RS485.

С ориентацией на применение перспективных приборов учета и интеграцию в системы диспетчеризации, ТКМ410 оснащен развитой коммуникационной системой, включающей в себя аппаратную и программную поддержку интерфейсов Ethernet 10BASE-T, 3xRS232, 1xRS232/485, 1xRS485.

Понимая, что периоду автоматической работы любой системы предшествует ручная пуско-наладка, для ее облегчения состояние всех дискретных каналов ввода и вывода индицируется прямо на верхней панели контроллера. Причем предусмотрена возможность тут же, карандашом или маркером, нанести смысловое или проектное обозначение каналов.

Получить полную картину состояния входов, выходов и настроек контроллера дает возможность специальная программа – Конфигуратор, имеющая привычный Web-интерфейс. В зависимости от построения системы, можно работать с Конфигуратором, подключившись к контроллеру по сети Ethernet или по последовательному интерфейсу RS232.

Безусловно, контроллер – «железное» ядро комплекса, однако «железо» ПТК им не исчерпывается. Любой контроллер при установке на объекте требует хотя бы минимального вспомогательного оборудования и защитной оболочки. Именно это все вместе и составляет систему контроля и управления (СКУ).

Накопленный опыт по созданию СКУ для управления и диспетчеризации ЦТП в полной мере был использован и в ПТК ТЕПЛОНИК®. Собственно, шкаф СКУ (рис. 3) подключается на объекте скорее не как шкаф, а как прибор. Все объектовые разъемы расположены внизу шкафа в одну линию, и необходимость разводки объектовых кабелей внутри шкафа отсутствует. Пружинные клеммы обеспечивают надежность контакта на всем сроке службы изделия без периодического проведения столь известных «протяжек». По желанию заказчика контроллер может закрепляться внутри шкафа на винтах или устанавливаться на DIN-рельс. Последний вариант вместе с групповыми внешними разъемами дает возможность на объекте заменить один контроллер другим за считанные минуты. Таким образом, работу с «подозрительным» экземпляром контроллера всегда можно быстро перенести в условия лаборатории.



Рис.3. СКУ ТКМ410.

Оперативный персонал может получить доступ к просмотру всех параметров системы, а при наличии прав и на их настройку без применения дополнительного оборудования. Для этого на передней панели шкафа управления установлен пульт оператора V04M (рис. 4), в состав которого входит кнопочная панель и графический дисплей с разрешением 128x64 точки.

Создатель системы сам может задать режимы работы дисплея, выводимую информацию и назначение функциональных клавиш, включая организацию многоуровневого меню. Для этого существует специальная система программирования VisiBuilder (рис. 5). Система представляет собой интегрированную среду разработки прикладной программы для панели оператора V04M и включает в себя компилятор прикладной программы в код, загружаемый в терминал; загрузчик прикладной программы; эмулятор па-

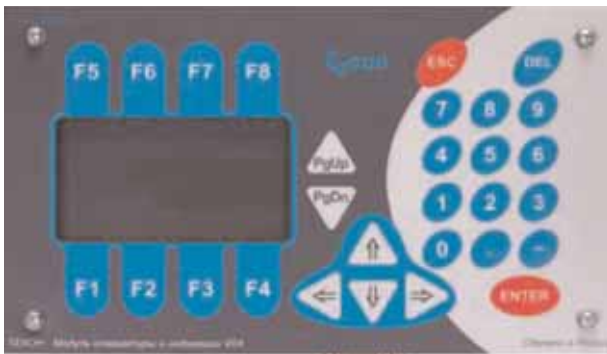


Рис.4. Панель оператора V04M.

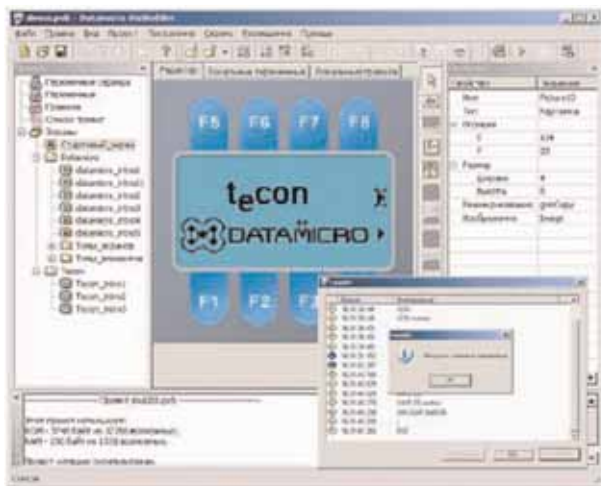


Рис. 5. Экранная форма среды VisiBuilder.

нели оператора V04M. Тем, кто постоянно разрабатывает АСУТП, имеет смысл пользоваться базовым вариантом системы программирования VisiBuilder. Он позволяет разрабатывать ПО для неограниченного количества панелей оператора V04M. Если захотелось внести изменения или поэкспериментировать с одной – двумя панелями, то к услугам разработчиков экономичная версия той же системы - VisiBuilder Lite. При сохранении полнотехнологичности, она позволяет работать только с двумя экземплярами панели оператора V04M.

Удобство самостоятельного программирования панели оператора состоит в том, что может вестись совершенно независимо от создания прикладной программы управления. В программе для V04M вы просто указываете имена нужных вам переменных, и в цикле обмена между панелью оператора и контроллером последний передаст их значения. При этом в случае изменений в экранных формах и программе для панели оператора никаких корректировок в программу управления объектом вносить не надо. Более того, V04M содержит 8 каналов дискретного ввода и 8 каналов дискретного вывода, доступных из прикладной программы. Это позволяет, например, на панели шкафа управления легко организовать дополнительные функциональные кнопки и индикаторы.

ПТК ТЕПЛОНИК® изначально был ориентирован на использование специалистами-прикладниками. Поэтому в качестве средства программирования прикладной задачи была выбрана система ISaGRAF PRO канадской фирмы ICS Triplex (рис. 6), обеспечивающая создание прикладных программ на всех пяти языках международного стандарта IEC 61131-3: последовательных функциональных схем (SFC); релейных диаграмм (LD); функциональных блочных диаграмм (FBD); структурированный текст (ST) и язык инструкций (IL). Кроме этого, ISaGRAF PRO позволяет создавать программы на интуитивно-понятном языке потоковых диаграмм (FC). Учитывая особенности использования ПТК ТЕПЛОНИК®, нашими специалистами была создана и встроена в систему ISaGRAF PRO библиотека алгоритмов TIL PRO Std. Библиотека содержит аналоговый и импульсный ПИД (П, ПИ, ПД) регуляторы, алгоритмы ШИМ и интегрально-дифференциального преобразования, алгоритмы балансировки, фильтрации, сглаживания функции статических и динамических преобразований, индивидуального и группового управления исполнительными механизмами, контроля выборки сигналов. Библиотека содержит более 30 алгоритмов, реализованных в виде FBD-блоков.

Для быстрого и эффективного решения задач ЦТП была создана специализированная библиотека, включающая в себя блоки обработки сигналов датчиков, блок универсального регулятора (ГВС, давление), блок регулятора отопления, блоки насосных групп (2, 3, 4 насоса), блоки насосов подпитки (2 насоса), блок управления технологией, блок формирования аварийных сообщений.

В специальное программное обеспечение были включены также драйверы для работы с наиболее популярными в нашей стране приборами учета SA-94 (всего 11 модификаций), ВЗЛЕТ ТСРВ-022, ВИС.Т. Номенклатура поддерживаемых приборов учета постоянно расширяется.

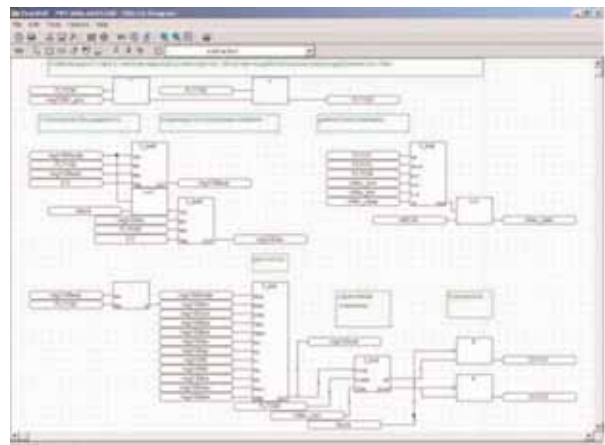


Рис. 6. Экранная форма системы ISaGRAF PRO WB

Изначальная оптимизация программно-аппаратных решений в ТКМ410 позволила при низкой стоимости контроллера добиться его высокой эффективности при решении задач управления и диспетчеризации ЦТП. Для системы



НОВЫЕ ФАРФОРОВЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ ПРОИЗВОДСТВА ЮАИЗ

На Южноуральском арматурно-изолятором заводе, определившем свои приоритеты в новых рынках и новых продуктах, идет освоение широкого спектра новых изделий. К примеру, в Производстве фарфоровых изоляторов сегодня ориентируются на запросы различных потребителей.

Если раньше номенклатура продукции была рассчитана на строителей и эксплуатационников ЛЭП, то сейчас все больше ориентируются и на электротехническую отрасль. Так, поставлен на производство опорно-стержневой керамический изолятор С4-80 УХЛ, С4-80 Т2. Он предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах станций и подстанций, комплексных распределительных устройствах, а также токопроводах переменного тока напряжением свыше 1000 В и частотой до 100 Гц.

При изготовлении нового изолятора был применен керамический материал подгруппы 130. Это дает ему очевидные преимущества: обеспечивает необходимую разрушающую нагрузку при меньшей массе изолятора и большей длине пути утечки. Новое изделие успешно прошло необходимые испытания и производители готовы предложить его потребителям.

В настоящее время также ведется освоение проходных армированных изоляторов ИПУ-10/630-7,5; ИПУ-10/1000-7,5 и других.

*Южноуральский
арматурно-изоляционный завод*

НОВАЯ СЕРИЯ ГАЗОРАЗРЯДНИКОВ SL1411A LITTELFUSE

Компания Littelfuse представляет новую серию двухэлектродных газоразрядников SL1411A. Которая была специально разработана для первич-



управления и диспетчеризации двухзонного ЦТП время цикла прикладной программы, написанной и исполняемой в среде ISaGRAF PRO, составляет всего 140 миллисекунд. И это при том, что проект содержит 7 групп насосов, 6 регуляторов, 46 архивируемых параметров в формате с плавающей запятой и целочисленных параметров двойной точности, 228 аварийных сообщений.

Учитывая, что основная работа системы будет протекать в автоматическом режиме в необслуживаемом помещении, в ТКМ410 есть возможность сохранять переменные прикладной программы в архивах в статической энергонезависимой памяти. Таким образом, даже при тяжелых сбоях в электропитании контроллера удастся не только возобновить его работу, но и продолжить выполнение управляющей программы с минимальными потерями.

Для принятия всех необходимых мер по факту аварий и сбоев системы в ТКМ410 реализована возможность формирования архива аварийных сообщений, сохранения его в энергонезависимой памяти. Аварийные сообщения выдаются на панель управления для обслуживающего персонала и передаются на верхний уровень в систему диспетчеризации в инициативном режиме.

АЛЛО! ДИСПЕТЧЕРСКАЯ!

Все сказанное выше относилось, в основном, к организации автономного управления ЦТП. Современная жизнь требует правильной постановки и решения новых задач. В чем проблема? Основных проблем две. Первая – коммерческий учет. По смыслу тут все понятно: необходимо знать, сколько и каких (электричество, тепло, холодная вода) ресурсов было потреблено конкретным ЦТП. В масштабах района, а тем более крупного города, существует значительное количество точек контроля и сразу несколько организаций, участвующих в купле – продаже ресурсов. Чтобы решить техническую часть такой задачи, необходимо обеспечить подключение существующих и перспективных первичных счетчиков к конт-

роллеру и обеспечить передачу информации на верхний уровень с организацией доступа всем заинтересованным службам.

Вторая проблема – организация дистанционного технологического контроля и управления работой ЦТП, собственно, диспетчеризация. Зачем она нужна, если в ЦТП постоянно работает автоматика? Дело в том, что энергию центральный тепловой пункт потребляет не от бесконечной тепловой батареи, а из конкретной тепловой сети. Энергия эта генерируется обычно несколькими котлами и раздается сразу на множество ЦТП. В связи с техническими особенностями теплогенерирующих предприятий и механизмами перераспределения тепла через ЦТП, возникает задача корректного управления не только отдельными объектами, а всей тепловой сетью. Здесь локальная автоматика, ничего не знающая о существовании других потребителей или изменении режимов работы котлов РТС, оказывается бесильной. Необходимо видеть всю картину сразу и вносить коррективы, обеспечивая устойчивость работы всей тепловой сети как единого целого.

Полезным здесь оказывается и более подробный технологический учет расходов ресурсов. Он позволяет более экономно управлять энергораспределением, фиксировать и предупреждать их потерю.

Отдельный вопрос – аварийные и предаварийные ситуации на ЦТП. В автоматическом режиме система управления может обнаружить угрожающую ситуацию или перекрыть подачу теплоносителя в случае разрыва трубопровода, но ликвидировать разрыв она не может. И диспетчер должен получать аварийные и предупредительные сообщения от системы раньше, чем от рассерженных граждан.

Чем же поддержано решение задач диспетчеризации в ПТК ТЕПЛОНИК®? Здесь снова сказался принцип проектирования ПТК как единой системы, с изначальной взаимосвязкой аппаратных и программных средств для решения конкретного круга текущих и перспективных задач.

В физическом смысле, для контроллера ТКМ410 доступно несколько сред передачи данных: последовательный канал, Ethernet, «прозрачные» радиомодемы, модемное соединение GSM-модемов, GPRS, модемное соединение через обычный HAYES-совместимый модем. При использовании GSM-сети необходимо применять GSM/GPRS-модем TELECON 100. То есть проблем с физическими каналами связи на текущий момент и обозримую перспективу нет.

В программном смысле, связь с верхним уровнем обеспечивается OPC-технологией, которая используется для контроллеров как основное средство организации обмена данными с верхним уровнем управления, т.е. SCADA-системами. Эту работу выполняет программа TesconOPC, в которой реализован стандарт OPC DA v2.0.5a. TesconOPC поддерживает обмен системными, обычными, инициативными и архивными сообщениями. Другими словами, на верхнем уровне есть возможность «поднять» внутренние архивы теплосчетчиков, подключенных к системе, а также архивы аварий, формируемые прикладной программой.

Есть возможность доставить на верхний уровень архивы переменных прикладной программы и переложить их в базы данных пользователя. Это можно делать как периодически, так и одновременно за указанный промежуток времени.

Как выглядит рабочий экран в типовой диспетчерской районного масштаба? Как правило, это карта района (рис. 7), где отображается местоположение отдельных ЦТП и наиболее важных коммуникаций и потребителей. Кликнув мышью по значку ЦТП, дежурный оператор попадает «внутрь» и видит мнемосхемы различных систем с указанием численного значения их параметров: температур, давлений расходов и т.п. В случае необходимости и наличия соответствующих прав, оператор может внести изменения в работу оборудования. Если система обнаружила аварийное или предаварийное состояние, то сообщение о нем передается в инициативном порядке, и значок соответствующего объекта или узла на экране монитора меняет цвет и начинает мигать, привлекая внимание оператора. В этих случаях действия оператора по реакции



Рис. 7. Экранная форма системы диспетчеризации.

на аварийное сообщение тоже фиксируются в специальном архиве.

Правильно выбранные и сохраненные в архивах значения переменных прикладной программы позволяют техническим специалистам оценить правильность работы системы, оборудования, уровни и распределения нагрузок по времени. Это дает возможность подобрать оптимальные режимы работы ЦТП.

Кроме диспетчерской, информацию можно передавать и в другие заинтересованные службы или организации. Причем сделать это можно несколькими способами. Информация может передаваться из диспетчерской по локальным или глобальным компьютерным сетям, включая Интернет. В этом случае она может пройти значительную предварительную обработку. Возможен иной вариант, когда другим пользователям становится доступна первичная информация, передаваемая системой управления из ЦТП, например, при помощи радиомодемов.

Технология OPC дает возможность прикладному программисту использовать на верхнем уровне практически любую современную и наиболее удобную для него SCADA-систему, например, Trace Mode, MasterSCADA, iFIX, КРУГ-2000, КАСКАД.

ВСЕ ВКЛЮЧЕНО!

На базе шестилетнего опыта работы в области управления и диспетчеризации центральных тепловых пунктов нашими специалистами создан полнофункциональный инструмент для решения подобных задач. ПТК ТЕПЛОНИК® будет полезен как системным интеграторам с небольшими наработками в сфере автоматизации объектов ЖКХ, так и профессиональным организациям с большим опытом работы в теплоэнергетике. Он будет полезен и тем, кто хочет сэкономить время и средства, сосредоточив основные усилия на быстром и эффективном решении конкретных задач автоматизации и диспетчеризации. Решения, заложенные в аппаратное и программное обеспечение ПТК, с одной стороны, уже проверены практикой, а с другой - современны, чтобы еще длительное время быть основой для перспективных решений в области автоматизации и диспетчеризации ЦТП.

Инжиниринговым компаниям и проектным организациям, заинтересованным в освоении ПТК ТЕПЛОНИК®, предлагаются специальные программы, включающие гибкую ценовую политику, бесплатное обучение и консалтинг проектов, сервисную, техническую и маркетинговую поддержку, шеф-инжиниринг, передачу оборудования на условиях Try&Buy.

Многим будет интересна наша новая программа ТЕКОН StartUp 2005, направленная на поддержку системных интеграторов и проектных организаций. Участие в этой программе позволит фирмам-разработчикам АСУТП получить уникальный пакет шеф-инжиниринговых услуг, чтобы, единожды освоив программно-техническую базу, быстро и качественно разрабатывать АСУТП и обеспечивать высокий уровень сопровождения ПТК.



В.А. Агеев

РЕГУЛЯТОР ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРА В СОСТАВЕ СИСТЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ С КОРРЕКТИРУЮЩИМ КОНТУРОМ ПО ДАВЛЕНИЮ

УДК 621.313.1:631.672

Дизель-генератор в составе системы водоснабжения находит применение в основном в качестве резервного источника электроснабжения асинхронного электродвигателя, приводящего во вращение насос. Неравномерность водопотребления в течение суток приводит к необходимости регулировать производительность насосной установки с целью стабилизации давления в контрольной точке водопроводной сети. Обычно для решения указанной задачи применяются преобразователи частоты. Однако, это приводит к дополнительным затратам на приобретение и обслуживание преобразователя частоты и, как следствие, к удорожанию транспорта воды.

Введение дополнительного устройства приводит также к снижению надежности всей системы водоснабжения.

В качестве альтернативного решения предлагается возложить функции преобразователя частоты на регулятор частоты вращения дизель-генератора введением в него корректирующего контура по давлению в контрольной точке водопроводной сети. Для этого в конструкцию дизель-генератора вносятся следующие изменения: штатный регулятор частоты вращения в топливном насосе высокого да-

вления заменяется на электронный исполнительный механизм (шаговый двигатель); на выход коленчатого вала устанавливается датчик частоты вращения с электрическим

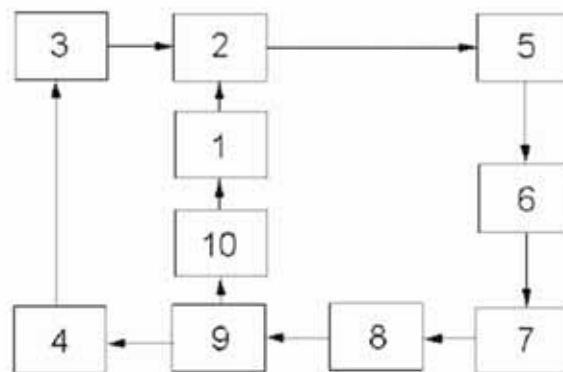


Рис. 1. Структурная схема двухконтурного регулятора частоты вращения дизель-генератора.

выходом. Структурная схема предлагаемого регулятора изображена на рис. 1.

Регулятор частоты вращения содержит датчик давления 1, токовый сигнал с которого поступает на вход микропроцессорного управляющего устройства 2. На другой вход микропроцессорного устройства через согласующее устройство 3 подается сигнал с датчика частоты вращения 4. Импульсы питающего напряжения с выхода устройства 2 через усилитель 5 подаются на шаговый двигатель 6, который механически соединен через согласующий редуктор 7 с топливodosирующим устройством 8, связанным с дизель-генератором 9. В качестве нагрузки дизель-генератора выступает насосная установка системы водоснабжения 10.

Регулятор включает в себя два зависимых друг от друга контура регулирования:

1. первый контур обеспечивает заданную частоту вращения коленчатого вала дизеля путем изменения величины топливоподачи;
2. второй контур обеспечивает поддержание заданного значения давления в контрольной точке.

Регулятор работает следующим образом.

Нажатием кнопки «Пуск» перед запуском дизель-генератора регулятор устанавливает пусковую подачу топлива, превышающую номинальную в два раза. В качестве настроечной частоты вращения принимается номинальная час-

тота дизель-генератора. После этого регулятор находится в режиме ожидания, пока будет осуществлен запуск дизель-генератора и частота вращения его вала превысит значение 0,638 от номинального. Далее в работу вступает первый контур регулирования. При этом сигнал, пропорциональный частоте вращения вала, с тахогенератора через согласующее устройство поступает на микропроцессорное управляющее устройство (регулятор), где вычисляется отклонение частоты вращения от настроечного значения. В зависимости от величины отклонения и скорости его изменения вычисляется количество управляющих импульсов, которые регулятор подает на обмотки шагового двигателя, связанного с топливodosирующим устройством перемещения отсечной муфты топливного насоса в положение, устанавливающее цикловую подачу топлива соответствующую настроечной частоте вращения. После подачи управляющих импульсов регулятор осуществляет выдержку времени, пропорциональную их количеству, и цикл регулирования частоты вращения повторяется.

При нажатии кнопки «Пуск насоса» регулятора настроечная частота вращения устанавливается равной минимальному значению, при которой двигатель работает устойчиво.

В этом режиме производится включение оператором контактора электродвигателя насоса. В результате чего

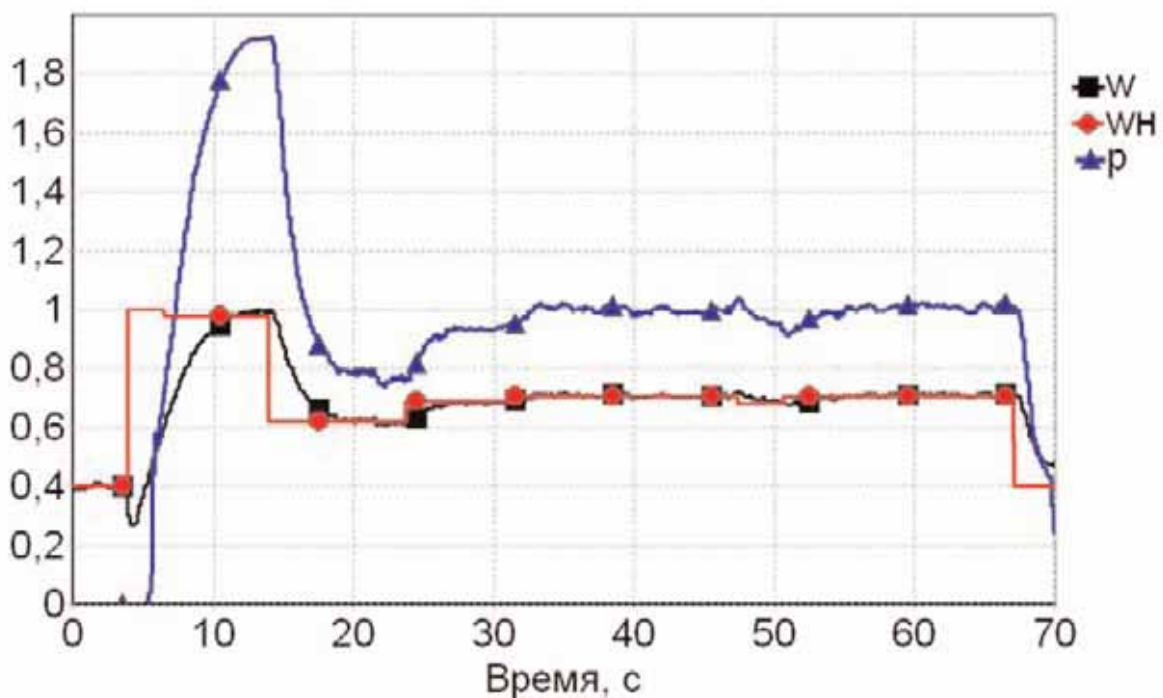


Рис. 2. Переходные процессы при работе дизель-генератора с двухконтурным регулятором в режиме стабилизации давления в системе водоснабжения: «W» – частота вращения вала дизель-генератора; «WH» – настроечное значение частоты вращения вала дизель-генератора; «p» – давление в системе водоснабжения.



ной защиты телекоммуникационного оборудования, находящегося вне помещений. Газоразрядники серии SL1411A выдерживают серию импульсов тока до 10кА, единичного импульса до 20 кА и напряжением до 800 вольт, и дополняют серию SL1026 (выдерживающую импульсы тока до 55 кА), и уменьшают энергию импульса, которая может достичь вторичной защиты устройства.

Сверхнизкая собственная емкость (1пФ и ниже) делают его идеальным для первичной защиты широкополосного оборудования. Газоразрядники доступны в выводном, безвыводном и SMD исполнении. ТД «Прибор-Системы»

ТД «Прибор-Системы»

OEZ: АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ MODEION И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ VARIUS

Фирма «OEZ s.r.o.» представляет серию компактных автоматических выключателей Modeion и предохранительные системы Varius.

Торговая марка Modeion на рынке уже несколько лет. Эта серия продуктов не является статичной и неизменной, она постоянно совершенствуется и дополняется. Последней крупной инновацией стало пополнение серии автоматическим выключателем до 160 А BC160.

Компактные автоматические выключатели серии Modeion находят применение в жилищном строительстве, инфраструктуре, энергетике, а также на высокотехнологичных непрерывно работающих участках в промышленности. Это обеспечивается не только широкой шкалой сборного оборудования, но и, прежде всего, сменными электронными расцепителями тока перегрузки. Таким образом, в рамках одного типоразмера автоматического выключателя достигается изменение тока до 87%, включая область регулирования (60%).

Разъединители с предохранителями серии VARIUS имеют широкий диапазон подсоединений, экономную

происходит провал частоты вращения, который расценивается регулятором как команда к частотному пуску асинхронного электродвигателя насоса и в работу вступает второй контур регулирования. Токковый сигнал, пропорциональный значению давления в контрольной точке водопроводной сети, поступает на вход регулятора, где вычисляется отклонение давления от настроечного значения. В зависимости от величины отклонения и скорости его изменения вычисляется настроечное значение частоты вращения вала дизель-генератора для первого контура, при котором асинхронный двигатель насоса будет вращаться с такой скоростью, чтобы насос создавал требуемое давление. После этого регулятор осуществляет выдержку времени, пропорциональную изменению частоты вращения дизель-генератора, и цикл регулирования давления повторяется.

После нажатия кнопки «Останов насоса» отключается второй контур регулирования, настроечная частота вращения устанавливается равной минимальному значению, при которой двигатель работает устойчиво. При ее

достижении отключается контактор электродвигателя насоса и настроечная частота вращения дизель-генератора устанавливается равной номинальной.

На рис. 2 представлены переходные процессы при работе дизель-генератора (дизель Д21, синхронный генератор ОС-71, $\omega_H = 157,08$ рад/с.), оснащенного двухконтурным регулятором, в режиме стабилизации давления в системе водоснабжения ($p_H = 3$ ат, насос К90/35).

На графиках можно выделить следующие режимы работы:

1. снижение частоты дизель-генератора перед частотным пуском насосной установки (от 0 с до 5 с);
2. пуск насосной установки (от 5 с до 25 с);
3. стабилизация давления в системе водоснабжения (от 25 с до 67 с);
4. останов насосной установки.

Как видно из рис. 2, при работе регулятора давление в системе водоснабжения совершает колебания в пределах $\pm 2\%$ от настроечного значения.

Литература

1. Левцев А.П., Агеев В.А. Математическая модель дизель-генератора с микропроцессорным регулятором топливоподачи в составе системы водоснабжения. Пути повышения эффективности функционирования механических и энергетических систем АПК: Межвуз. сб. науч. тр./ МГУ им. Н.П. Огарева; Редкол.: П.В. Сенин, П.П. Лезин, Ю.А.Вантюсов и др. – Саранск: Тип. «Крас. Окт.», 2003. С. 21–25.
2. Агеев В.А. Повышение эффективности функционирования системы водоснабжения сельскохозяйственных предприятий с автономным источником электроснабжения (на примере системы регулирования топливоподачи дизель-генератора). Автореф. канд. дисс. – Саранск, 2003. – 16 с.



И.С.Жидович,
д.ф.н член-корреспондент МАИТ,
главный специалист
УП «БЕЛНИИПГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВА»,
В.И. Трутаев,
старший научный сотрудник
УП «БЕЛНИИПГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВА»



СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Техническая возможность и энергетическая эффективность применения тепловых насосов в качестве источников теплоснабжения и теплохладоснабжения доказана много лет назад. Однако практическое использование эти разработки в государствах СНГ получили только в последние годы на территориях, дефицитных по топливу, и на тех объектах, где применению тепловых насосов оказывается государственная поддержка.

В Республике Беларусь, имеющей ограниченные запасы собственных топливных ресурсов, применение тепловых насосов отнесено к приоритетным направлениям энергосбережения. Тепловые насосы установлены на 15 промышленных предприятиях, объектах жилищно-коммунального хозяйства и отдыха. Как правило, это опытно-промышленные системы теплоснабжения с парокомпрессионными тепловыми насосами, отличающимися типом, теплопроизводительностью, видом рабочего агента, источника низкопотенциальной теплоты и теплопотребляющими процессами. В *таблице 1* приведены общие данные о некоторых разработанных авторами и внедренных системах.

Однако несмотря на подтвержденную опытом эксплуатации эффективность, применение тепловых насосов (ТН) до настоящего времени рассматривается как рядовое энергосберегающее мероприятие, каких в энергетических программах множество. В действительности же роль ТН в теплоснабжении важнее. Благодаря своим технологическим и термодинамическим свойствам они включают в сферу теплоснабжения новые, ранее не задействованные связи, позволяя тем самым избежать ряд проблем, которые без ТН решить было бы сложно и дорого, а в отдельных случаях невозможно. В этом проявляются системные преимущества ТН по сравнению с другими теплоисточниками.

Остановимся кратко на важнейших из этих преимуществ.

Первое – возможность использования для теплоснабжения потоков низкопотенциальных ВЭР и природной теплоты. Это значительно расширяет ресурсную базу теплоснабжения, делает ее менее зависимой от поставок топливных ресурсов, что весьма важно в условиях дефицита и растущей стоимости органического топлива.

Таблица 1

| Объекты применения тепловых насосов | Источник низкопотенциальной теплоты | Тепло потребитель | Тип компрессоров | Вид рабочих агентов | Схема отбора теплоты |
|--|--|----------------------------|------------------|---------------------|---|
| Сооружения речного водозабора | Речная вода | Отопление, вентиляция и ГВ | Винтовые | R134a | С промежуточным теплоносителем |
| Водонасосные станции II-го подъема | Водопроводная вода | Отопление | Поршневой | R22 | С промежуточным теплоносителем |
| | | | Спиральный | R407C | С непосредственным отбором |
| Канализационные насосные станции | Городские сточные воды, Грунтовые воды, городские сточные воды | Отопление и вентиляция | Спиральные | R407C | С промежуточным теплоносителем |
| | | | Винтовые | R134a | С непосредственным отбором и с промежуточным теплоносителем |
| Сооружение очистки городских сточных вод | Очищенные сточные воды | Отопление, вентиляция и ГВ | Винтовые | R134a | С непосредственным отбором |
| Станции метро | Вытяжной воздух | Отопление и охлаждение | Спиральные | R22 | С непосредственным отбором |
| | Воздух тоннеля метро | Отопление | Поршневые | R22 | |
| Промышленные предприятия | Условно чистые сточные воды | Горячее водоснабжение | Спиральный | R22 | С промежуточным теплоносителем |
| | Оборотная вода | | Поршневой | R22 | С непосредственным отбором |
| Трансформаторные п/ст | Трансформаторное масло | Отопление, вентиляция и ГВ | Винтовые | R134a | С промежуточным теплоносителем |
| | | | Спиральный | R407C | |

Одновременно утилизация низкопотенциальной теплоты в промышленности создает хорошие предпосылки для повышения эффективности энергоиспользования на предприятиях, снижения себестоимости выпускаемой продукции и роста рентабельности. Например, утилизация низкопотенциальной теплоты в системах оборотного водоснабжения предприятий позволяет существенно снизить расход подпиточной воды и объем отведения сточных вод, более экономно расходовать электроэнергию на выработку сжатого воздуха и др. Утилизация теплоты городских сточных вод повышает эффективность работы городских очистных сооружений и сокращает тепловое загрязнение водоемов.

Второе – рациональное использование электроэнергии в системах теплоснабжения. До сих пор использование электроэнергии с преобразованием ее в теплоту воспринимается энергетической отраслью как нерациональное и ущербное. При этом, как правило, ссылаются на неэффективность двойной трансформации теплоты первичного топлива в электроэнергию и электроэнергии в теплоту, а также на более высокие затраты на производство электроэнергии по сравнению с тепловой. Следует заметить, что такая позиция энергетической отрасли сложилась в условиях, когда электроэнергия использовалась для производстве теплоты напрямую, в различных электронагревателях и электродотлах.

При применении ТН электроэнергия потребляется для трансформации теплоты со сравнительно низкой темпера-

турой в теплоту с температурой сети теплоснабжения, то есть одновременно реализуется как тепловое, так и силовое качество электроэнергии, благодаря чему достигается экономия первичного энергоресурса. По существу, расходуемая в ТН электроэнергия замещает высококачественное топливо: уголь, природный газ и жидкое топливо.

Основной смысл экономического вопроса в применении ТН с электроприводом заключается в правильной и объективной оценке эффективности такого замещения как по расходу первичного энергоресурса, так и по уровню затрат. Расчеты показывают, что пропорции в названном размене складываются в пользу ТН. Проследим это на упрощенном примере применительно к белорусской энергосистеме.

Пусть ТН вырабатывает Q Гкал теплоты и потребляет для этого \mathcal{E} МВт·ч электроэнергии. Удельный расход топлива на получение электроэнергии ($\mathbf{B}_\mathcal{E}$) на замыкающей электростанции Белорусской энергосистемы (Лукомльской ГРЭС) с учетом потерь электроэнергии в ЛЭП в размере 9% составляет 347 кг у.т./МВт·ч. Удельный расход топлива на производство теплоты (\mathbf{B}_Q) в энергосистеме с учетом потерь в теплопроводах – 15%, что составляет около 198 кг у.т./Гкал.

Основным уравнением, определяющим соотношения в производстве теплоты и потреблении электроэнергии в ТН, является известное выражение коэффициента преобразования (трансформации) энергии в ТН:

$$\varepsilon_{ТН} = Q / (0,86 \cdot \mathcal{E})$$

Примем значение коэффициента преобразования в случае утилизации теплоты низкопотенциальных ВЭР равным 3,5. Тогда экономия первичного топлива от применения ТН, по сравнению с альтернативным получением теплоты от теплоисточника энергосистемы, составит:

$$\Delta B_{ТН} = (B_{0,86} \cdot 0,86 - B_{3,5}) \cdot \mathcal{E} = (198,3,5 - 0,86 - 347) \cdot \mathcal{E} = 249 \cdot \mathcal{E}, \text{ кг у.т.}$$

Удельная же экономия топлива в расчете на 1МВт·ч потребленной электроэнергии определится величиной:

$$\Delta b_{ТН} = \Delta B_{ТН} / \mathcal{E} = 249 \text{ кг у.т. / МВт·ч.}$$

Как видно, расход топлива в энергосистеме на производство электроэнергии для ТН более чем на 70% перекрывается экономией топлива на теплоснабжение в этой же энергосистеме. Это весьма важное обстоятельство необходимо учитывать при формировании тарифа на электроэнергию для ТН.

Вполне очевидно, что этот тариф должен быть ниже среднесистемного уровня. К такому же выводу приходим и при сопоставлении стоимости выработанной теплоты и потребленной электроэнергии. Стоимость теплоты в Белорусской энергосистеме в среднем составляет около 19 долларов США/Гкал, а стоимость электроэнергии - примерно 40 долларов США/МВт·ч. Из приведенного расчета видно, что на выработку 1Гкал теплоты в ТН расходуется 0,33 МВт·ч электроэнергии. Стоимость этой электроэнергии в энергосистеме составляет 0,33·40=13,2 доллара США, т.е. в 1,44 раза ниже стоимости произведенной теплоты в альтернативном варианте. Из этого следует, что определенное снижение тарифа на электроэнергию для ТН в целях достижения совокупного экономического эффекта не приведет к падению рентабельности энергетического производства в энергосистеме.

Третье - более широкое понимание централизации теплоснабжения. Применение ТН с электроприводом не сокращает централизацию теплоснабжения, а переводит ее на более качественный уровень, присущий электроснабжающим системам. При этом упрощается система регулирования подачи теплоты потребителям, от несовершенства которой в настоящее время теряется до 20% потребляемой теплоты. Существенный дополнительный эффект может быть получен от ТН, работающих с аккумуляторами теплоты и потребляющих электроэнергию в период ночного провала суточного графика электрической нагрузки в энергосистеме. При этом достигается обоюдная экономическая выгода: для ТН - за счет понижающей платы за электроэнергию по ночному тарифу, а для энергосистемы - за счет снижения себестоимости производимой электроэнергии при уплотненном графике электрической нагрузки.

Достаточно эффективно ТН могут использоваться непосредственно в действующих теплофикационных системах с теплоэлектроцентралями. Здесь они могут применяться для снижения температуры обратной сетевой воды с обеспечением дополнительной выработки электроэнергии по экономичному теплофикационному циклу, а также в



системах оборотного водоснабжения для улучшения работы градирен.

Четвертое – свобода выбора привода для ТН. Бесспорно, электропривод является самым распространенным устройством, связывающим ТН с энергосистемой напрямую. Однако в конкретных условиях города в качестве привода для ТН могут применяться детандер-генераторные установки, использующие избыточное давление природного газа в газоснабжающей системе, небольшие гидроэнергетические установки, использующие избыточное давление воды в системе городского водоснабжения и водоотведения вследствие разницы геодезических отметок местности, ветроэнергетические установки, а также газотурбинные установки и двигатели внутреннего сгорания. Последние обладают определенным преимуществом перед другими видами привода, поскольку дают возможность догрева теплоносителя после ТН отходящими продуктами сгорания до температуры, существующей в местных системах теплоснабжения.

Преимущество ТН состоит также и в том, что они могут применяться в комбинации с другими нетрадиционными теплоисточниками, такими, как солнечные водонагреватели, биоэнергетические установки, установки по переработке и сжиганию твердых бытовых отходов.

Пятое – возможность использовать ТН для регулирования структуры топливопотребления города, региона и республики в целом. Дело в том, что затраты на сжигание различных видов топлива на электростанциях и в отопительных котельных сильно различаются. Переход с природного газа на твердое топливо в удельном исчислении в отопительных котельных обходится значительно дороже, чем на крупных тепловых электростанциях. Пока используются одни виды топлива (в условиях Беларуси – это природный газ), воздействие ТН на структуру топливного баланса не существенно. Но стоит только начать ограничивать поставки природного газа большой энергетике и для производства электроэнергии начать использовать другие виды топлива (включая ядерное), что вполне реально при дефиците запасов природного газа и росте его стоимости, как ТН

становятся регулятором структуры топливного баланса с получением дополнительного системного эффекта в сфере топливоснабжения.

Можно назвать и другие менее значимые преимущества ТН. Но и приведенных достаточно, чтобы увидеть: ТН имеют существенные отличия от традиционных источников, которые необходимо учитывать при их экономическом выборе.

В настоящее время нет общепризнанной методики экономических обоснований эффективности применения ТН. Ее разработка во многом осложнена отсутствием единой типовой методики технико-экономических расчетов, утвержденной на государственном уровне, по примеру той, которая имела в бывшем Советском Союзе. Применяемая сейчас при составлении бизнес-планов методика ПРООН оперирует критериями чистой дисконтированной прибыли и связывает выбор того или иного технического решения с экономическим интересом инвестора, ставя этот выбор в зависимость от существующей на данный момент налоговой системы, тарифной и ценовой политики, таможенного законодательства и других факторов, которые с течением времени могут меняться.

Вполне очевидно, что для принятия долгосрочных технических решений нужны устойчивые долгосрочные критерии, которые бы в полной мере отражали технико-экономические преимущества предлагаемого варианта. В то же время нельзя игнорировать и состояние текущей экономической ситуации, в условиях которой предстоит осуществлять предлагаемый вариант. По всей вероятности, необходим компромисс между объективной оценкой эффективности предлагаемого технического решения как такового и реальными экономическими условиями его осуществления.

Такой подход необходимо учитывать при разработке типовой методики технико-экономических расчетов. На данном этапе применительно к оценке эффективности ТН предлагается проводить экономическое обоснование одновременно по двум критериям:

Первый (основной) – суммарные приведенные затраты (годовые или дисконтированные за расчетный период в зависимости от различий сравниваемых вариантов по фактору времени). В этом критерии учитываются непосредственно связанные с данным вариантом единовременные капиталовложения и годовые издержки. Потребляемые топливные ресурсы учитываются по реальной их стоимости, теплота и электроэнергия по фактическим затратам на их производство.

Второй (дополнительный) – чистая дисконтированная прибыль инвестору от предлагаемого варианта технического решения, как это и предусмотрено методикой ПРООН. Наряду с единовременными капиталовложениями и годовыми издержками, этот критерий учитывает все налоги, платежи по кредиту, таможенные сборы. Все потребляе-

мые ресурсы и производимая энергия учитываются по действующим ценам и тарифам.

Выявленные по данным критериям оптимальные варианты могут совпадать и не совпадать. В случае совпадения принимается оптимальный вариант. В случае несовпадения могут иметь место две ситуации: первая, когда при переходе от одного варианта к другому суммарные затраты увеличиваются на больший процент, чем процент чистой дисконтированной прибыли; второй – когда процент снижения чистой дисконтированной прибыли оказывается выше процента увеличения суммарных затрат. В первом случае предпочтение отдается оптимальному варианту по критерию суммарных приведенных затрат, во втором – оптимальному варианту по критерию чистой дисконтированной прибыли.

В экономическом обосновании ТН большое значение имеет правильно обоснованный выбор альтернативных вариантов теплоснабжения. В общем случае эти варианты надо принимать в соответствии с утвержденной перспективной схемой теплоснабжения города применительно к тем потребителям теплоты, которые предусматривается подключать к ТН.

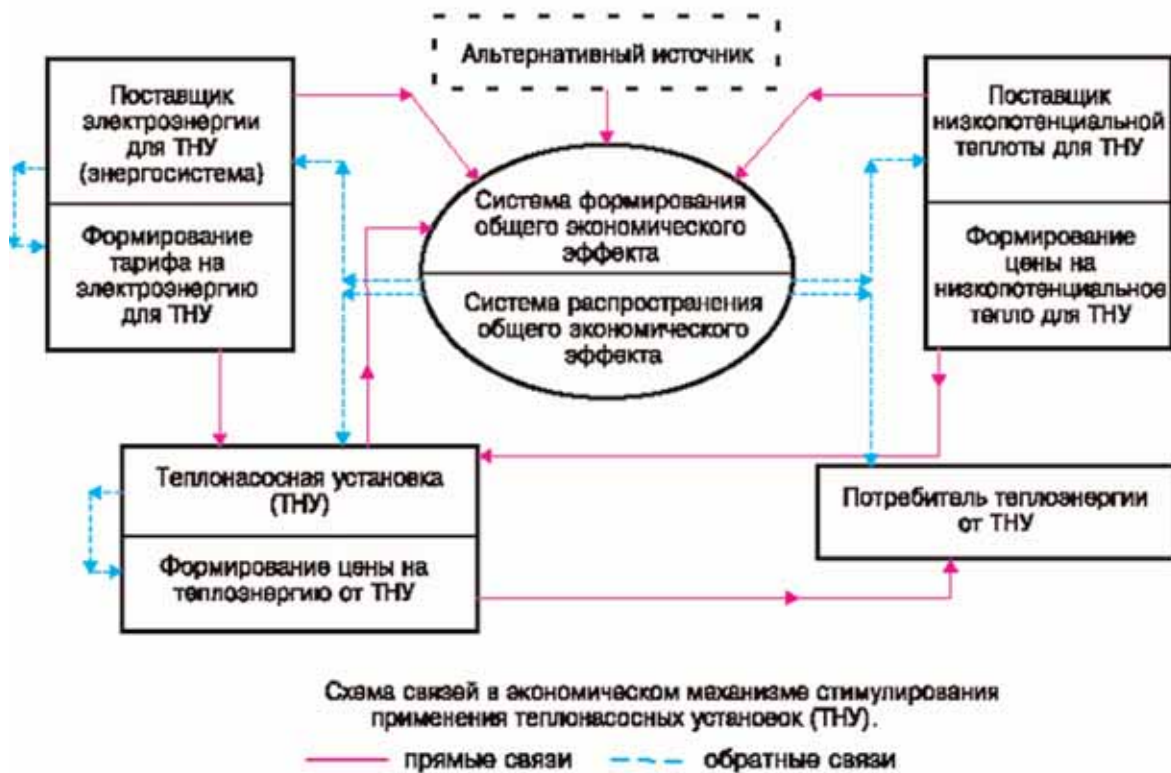
Если ТН предусматриваются для теплоснабжения конкретного предприятия, альтернативным вариантом служит система теплоснабжения, принятая в проекте этого предприятия.

Наиболее характерные альтернативные варианты для ТН следующие:

- X централизованная система теплоснабжения от ТЭЦ;
- X централизованная система теплоснабжения от крупных районных котельных;
- X локально-централизованная система теплоснабжения от групповых и квартальных котельных;
- X децентрализованная система теплоснабжения от индивидуальных отопительных котельных;
- X децентрализованная система теплоснабжения от различных местных теплогенераторов.

В экономических обоснованиях необходимо различать случаи, когда ТН вытесняют действующие теплоисточники и когда замещают новые. Необходимо также учитывать недогрузку действующих альтернативных теплоисточников, равно как и различия в надежности теплоснабжения и в воздействии на окружающую среду по всем рассматриваемым вариантам.

В то же время следует понимать, что даже самые совершенные экономические обоснования не гарантируют успеха в практической реализации предлагаемого варианта любого технического решения. Здесь нужен экономический механизм, стимулирующий участников процесса функционирования этого варианта, основанный на справедливом распределении получаемого совокупного эффекта между ними. Отсутствие таких механизмов является одной из важнейших причин, тормозящих применение ТН.



При применении ТН с электроприводом основными участниками процесса теплоснабжения являются:

- × непосредственный владелец ТН, вспомогательного оборудования и трубопроводов, т.е. теплонасосной установки (ТНУ);
- × поставщик электроэнергии;
- × поставщик низкопотенциальной теплоты;
- × местная система теплоснабжения (централизованная или децентрализованная), с которой ТНУ технологически связана;
- × потребитель, получающий теплоту от ТНУ.

Принципиальная схема прямых и обратных связей в предлагаемом экономическом механизме представлена на рисунке 1.

Для количественного выражения этих связей необходимы специальные экономические исследования и разработки. Поэтому здесь остановимся лишь на основных принципиальных моментах построения этих связей для каждого участника процесса теплоснабжения от ТНУ.

Подлежащий распределению полученный при применении ТН совокупный экономический эффект в основном определяется объемом достигаемой экономии топлива по отношению к наиболее реальному альтернативному варианту и напрямую зависит от цены сэкономленного топлива.

При формировании экономического механизма основное внимание следует уделить экономическим связям с электроснабжающей системой — поставщиком электроэнергии для ТНУ. Сейчас эта связь односторонняя и пред-

ставлена платой за электроэнергию по тарифу. Энергосистема стремится установить для ТНУ тариф на уровне тарифа для других промышленных потребителей. Для системы теплоснабжения с ТН такие тарифы экономически неприемлемы. В результате возникает дискуссия и создается напряженность во взаимоотношениях. Нами предлагается задействовать обратную экономическую связь, при которой определенная доля совокупного экономического эффекта передается энергосистеме, а часть переданного будет возвращаться на ТНУ в виде пониженного тарифа. Остальная его величина будет расходоваться внутри энергосистемы, обеспечивая ее заинтересованность в электроснабжении ТНУ. С передаваемым экономическим эффектом энергосистема будет получать и часть сэкономленного топлива, относя его на счет собственного энергосбережения. Если эту экономию топлива отнести на потребляемую ТН электроэнергию, то нетрудно увидеть, что удельный расход топлива на производство этой электроэнергии будет ниже, чем на электроэнергию, передаваемую другим потребителям. В этом не следует усматривать какого-то нарушения термодинамики энергетического процесса, а лучше заметить то, что система теплоснабжения с ТН создает условия для развития теплофикации иного системного «свойства» вместо обычной сугубо стационарной.

Необходимо формировать экономические связи и с поставщиками низкопотенциальной теплоты. Сейчас они отсутствуют, так как потоки этой теплоты, поступающие в ТН, не оплачиваются. Это ведет к снижению надежности



дистанционную сигнализацию, отличную видимость предохранителей (держателей предохранителей) в разъединителях, исполнение – 1, 2, 3, 4-полюсное.

Представительство OЕZ в России

КОНЦЕРНОМ «ЭНЕРГОМЕРА» ОСВОЕНО СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО МОДЕЛЬНОГО РЯДА ПРИБОРА ЭНЕРГЕТИКА СЕ602.

Концерном «Энергомера» освоено серийное производство полного модельного ряда трехфазного портативного многофункционального прибора энергетика СЕ602.

СЕ602 предназначен для проверки работоспособности и правильности подключения любых типов электросчетчиков на месте их эксплуатации.

Прибор энергетика СЕ602 выпускается в двух исполнениях:

Исполнения прибора, в составе которых содержатся токоизмерительные клещи, предназначены для определения погрешностей одно- и трехфазных средств измерений электрической мощности и энергии на местах их эксплуатации без разрыва электрической цепи при существующей во время измерений нагрузке, а также для измерений мощности нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения при существующих во время измерений сигналах.

Диапазоны измерения силы тока приборов с токовыми клещами — 0,1-100А; 0,5-300А; 1-400А; 5-1200А (в зависимости от модификации).

Исполнения прибора, в составе которых содержатся токоизмерительные клещи и блок трансформаторов тока, предназначены для поверки одно- и трехфазных средств измерений электрической мощности и энергии в лабораторных и производственных условиях при наличии источника испытательных сигналов, а также для определения погрешностей средств измерений электрической мощности и энергии на местах их эксплуатации



системы теплоснабжения с ТН и делает ее менее управляемой. Предлагается определенную часть совокупного экономического эффекта передавать поставщикам низкопотенциальной теплоты в виде платы за потребленную низкопотенциальную энергию. Целесообразно величину этой платы увязать со значением работоспособности низкопотенциального потока, т. е. с его эксергией. Это будет стимулировать поставщиков низкопотенциальной теплоты поддерживать температуру потока на определенном уровне и всячески создавать благоприятные условия для его регулирования. Так же как и в энергосистеме поставщики низкопотенциальной теплоты смогут записывать получаемую часть сэкономленного топлива на свой счет энергосбережения и отражать его в снижении удельных норм энергопотребления на выпускаемую ими продукцию.

Необходимо формировать взаимовыгодные экономические связи с теплоснабжающей системой города в случае, как положительного, так и отрицательного влияния ТНУ. Характер этого влияния подлежит изучению в каждом конкретном случае. Отрицательными можно назвать ущерб от разгрузки городской теплоснабжающей системы и от снижения выработки электроэнергии на тепловом потреблении.

Подлежат тщательной отработке экономические взаимоотношения с потребителями, получающими теплоту от ТНУ. Исходя из условий открытой рыночной конкуренции в теплоснабжении, цена на поставляемую от ТНУ теплоту должна быть не выше, чем в альтернативном варианте теплоснабжения. Это положение необходимо соблюдать даже в случае, если придется на это расходовать некоторую долю полученного экономического эффекта. Потребителям необходимо обеспечить более совершенное регулирование отпуска теплоты по сравнению с традиционными системами теплоснабжения, т.к. при этом со-

вокупный эффект от экономии топлива увеличивается.

Рентабельность работы системы теплоснабжения с ТНУ обуславливается затратами на ее создание и непосредственным образом связана с соотношением тарифов на потребляемую электроэнергию и цены на отпускаемую теплоту. Напрямую от цены сэкономленного топлива зависит и подлежащий распределению совокупный экономический эффект.

Из всего вышесказанного следует, что предлагаемый экономический механизм в состоянии обеспечить приемлемую рентабельность ТНУ, если все перечисленные экономические связи будут оптимальными.

Выполненные в УП «БЕЛНИИПГРАДОСТРОИТЕЛЬСТВА» разработки показали, что экономически наиболее эффективно применение ТНУ там, где они комплексно интегрированы в инженерную структуру городов и промышленных районов. Поэтому направления и масштабы применения тепловых насосов целесообразно определять уже на стадиях перспективного планирования при разработке генеральных планов городов и районов, проектов территориального зонирования и др. В этом случае наилучшим образом решаются проблемы обеспечения надежности и экологизации теплоснабжения городов, глубокой утилизации теплоты низкопотенциальных ВЭР не только новых, но и действующих объектов. Одновременно с применением ТН возникают новые экономико-структурные изменения в системах теплоснабжения, сокращается материалоемкость систем и эксплуатационные расходы, увеличивается наукоемкая часть постоянных затрат, что соответствует современным тенденциям в теплоснабжении.

**А. А. Кудрявцев,
Б. А. Вурье, к.т.н.,
А. И. Кудрявцев, к.т.н**

МЕТОДИКА ВЫБОРА ПНЕВМОТЕХНИКИ

Наличие на рынке стран СНГ большого количества поставщиков пневматической техники и отсутствие достаточной и объективной информации о ней значительно осложняет задачу выбора этой техники потребителем. Чтобы помочь ему разобраться в многообразии рыночных предложений была создана методика рационального выбора СПТ (то есть, средств пневмотехники). Выбор производится в несколько этапов.

ПЕРВЫЙ ЭТАП

На первом этапе определяется перечень и назначение необходимых потребителю изделий, анализ режимов их эксплуатации в составе имеющегося (или выпускаемого) технологического оборудования, установление ограничений и специфических требований, например, взрыво- и пожаро-безопасность, термостойкость, наличие защитных покрытий от воздействия окружающей среды, возможность эксплуатации в рабочих зонах с жесткими гигиеническими требованиями и др.

ВТОРОЙ ЭТАП

На втором этапе анализируются данные о поставщиках, ассортименте их продукции и ее параметрах. Цель анализа - исключить из рассмотрения те фирмы, изделия которых по своим характеристикам (или по условиям поставки) не устраивают потребителя. Изучаются следующие критерии: технический уровень продукции, качество изготовления и сервиса, полнота ассортимента, соответствие изделий требованиям стандартов, стабильность поставщика на рынке.

Технический уровень продукции определяется путем анализа важнейших параметров изделия: надежности, расходных характеристик, габаритов, быстродействия, монтажно-коммутационных возможностей, эргономики.

Качество изготовления наиболее объективно определяет только наличие у поставщика сертификата качества ISO 9001:2000 и гарантийных обязательств с учетом условий эксплуатации. «Сертификаты безопасности», выдаваемые органами сертификации в странах СНГ без проверки самого производства, не могут считаться сертификатами качества.

Качество сервиса определяется на основе анализа возможности поставщика организовать своевременное и квалифицированное обслуживание пневмотехники на всех этапах - от ее установки до замены после физического или морального износа. При этом необходимо учесть: наличие и расположение складов продукции и сервисных пунктов поставщика, достаточность информационного обеспечения, квалификацию персонала поставщика, наличие «горячей линии» и регламентов эксплуатационного обслуживания, возможность организации обучения обслуживающего персонала потребителя. Последнее весьма важно при покупке импортной пневмотехники, не имея должного опыта, не располагая документацией по обслуживанию этой техники, легко попасть в затруднительное положение. Отметим также, что на рынке стран СНГ даже ведущие зарубежные поставщики пневмотехники, как правило, не имеют ни возможностей, ни квалифицированных специалистов для организации полноценного сервиса.

Полнота ассортимента пневмотехники от конкретного поставщика определяется путем сравнения данных о производимой номенклатуре с существующими и перспективными потребностями потребителя.

Соответствие стандартам - международным, региональным и национальным - подразумевает, что основные и габаритные размеры пневмотехники, требования по безопасности, по классам чистоты сжатого воздуха и т.д. вы-



полнены в рамках определенных норм. При этом следует иметь в виду - нормы, требования и правила стандартов являются обязательными, если они регламентированы законодательными актами, соглашениями и договорами. Так, если соблюдение ГОСТов в странах СНГ обязательно, то принцип международных стандартов основан на добровольности их применения. Тем не менее, соответствие любой продукции международным требованиям является важным условием ее конкурентоспособности.

Стабильность поставщика - этот критерий определяет не только присутствие поставщика на рынке, как таковое, но и от наличия в его распоряжении собственного производства, складов продукции и сервисных пунктов в регионах, удобных для потребителя.

ТРЕТИЙ ЭТАП

Третий этап включает определение номенклатуры и коэффициентов весомости показателей качества пневмотехники для сравнительной оценки продукции. При выборе показателей качества пневмотехники рекомендуется исключить малозначимые для данного технологического оборудования. Так, для функционально-сложных и быстродействующих пневмоприводов, определяющими показателями качества являются: надежность, компактность, возможность реализации агрегатно-модульного монтажа, стоимость, качество сервиса при изготовлении и эксплуатации технологического оборудования. Однако, если пневматикой оснащается оборудование по производству фармацевтической, пищевой или электронной продукции, необходимо учитывать ряд специфических требований: гигиеничность, возможность контакта с продуктом, коррозионная стойкость и др.

Определение коэффициентов весомости показателей качества проводится путем сопоставления между собой их значимости с использованием процедур ранжирования и оценивания. Ранжирование заключается в упорядочении показателей в соответствии с определенным признаком, например, расположение показателей в порядке уменьшения их значимости. Оценивание - назначение показателям количественных или качественных характеристик в соответствии с выраженностью определенного признака. Самому значимому показателю пневмоизделия для данного оборудования присваивается коэффициент весомости равный

единице, в сравнении с которым определяются коэффициенты весомости остальных показателей путем поочередного парного или последовательного их сравнения.

На этом этапе учитываются следующие факторы: назначение пневмоизделия - замена устаревшего при модернизации б/у оборудования с форсированием прежних параметров или без; оснащение нового

оборудования, функциональная сложность, режим и условия эксплуатации, требования к конкурентоспособности и сервису оборудования.

ЧЕТВЕРТЫЙ ЭТАП

Четвертый этап включает проведение оценки показателей качества пневмоизделий путем анализа и сравнения значений их технических характеристик, параметров и других данных (например, ресурса, стоимости, массы). Наибольшую оценку в баллах (по десяти- или столбальной шкале) получает изделие поставщика, имеющее наилучшие показатели. Оценка изделий других поставщиков производится путем нахождения ее зависимости от показателей. Для определения таких зависимостей применяется метод «главных точек» с построением графика. По оси абсцисс откладываются значения показателя - числовые для измеримых показателей и качественные для неизмеримых (например, технический уровень - высокий, средний, низкий). По оси ординат откладываются соответствующие им значения оценок показателя. Каждый из сравниваемых показателей пневмотехники определяется умножением коэффициента его весомости на значение оценки в баллах.

При определении значения показателя стоимости продукции следует учесть практику скидок, которые могут быть предоставлены поставщиком при желании

«перехватить» клиента у конкурента и получить в перспективе крупный заказ. Цена потом может значительно возрасти или вам попытаются сбыть залежалую продукцию. Так что к «бесплатным пирожным» относитесь осторожно. Это особенно актуально при оценке показателей стоимости и качества продукции, которую предлагают дилеры малоизвестных фирм.

Заключительный шаг - проведение сравнительной оценки образцов пневмотехники по комплексному (интегральному) показателю и принятие решения.

Опираясь на проведенный нами анализ, в качестве практической рекомендации беремся утверждать, что на рынке СНГ лучшие оценки по всем показателям имеет пневмотехника фирм «ВМС» (Япония), «Вехго1-Возсп» и «РЕЗТО» (Германия), «Сато221» (Италия). Продукция этих фирм наилучшим образом подходит для оснащения высокопроизводительного технологического оборудования с высокими требованиями по надежности, ресурсу и быстродействию, в частности, для пищевой и фармацевтической отраслей. При модернизации действующего или выпуске нового оборудования и при отсутствии повышенных требований к надежности и ресурсу, можно рекомендовать относительно дешевую продукцию АО «Пневмоаппарат» (г. Москва) и АП «Пневматика» (г. Симферополь).

Янсюкевич В. А.

МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЯ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЯ

Объектом испытания в вакуумных выключателях является, прежде всего, фазная изоляция выключателей, состояние вакуума в камере, состояние контактов выключателей, временные характеристики выключателей, и, при испытании выключателей на выкатном элементе (тележке), соосность входа выключателей на тележке с приёмными элементами ячейки КРУ, глубина входа и равномерность входа по фазам, а также состояние контактов ячейки и выключателя. Последние испытания обычно проводятся именно для выкатного элемента ячейки, а не для вакуумного выключателя.

Объем испытаний вакуумных выключателей:

1. измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления (К)
 2. измерение сопротивления изоляции силовых частей выключателей (К)
 3. испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты (К)
 4. испытание изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления (К)
 5. проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления (К)
 6. испытание выключателей многократным включением и отключением (К)
 7. проверка состояния контактов выключателя (К, М)
 8. проверка временных (при необходимости и скоростных) характеристик выключателей (К)
 9. тепловизионный контроль (М)
- Объем испытаний выключателей совместно с выкатным элементом КРУ:
1. измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления (К)
 2. измерение сопротивления изоляции силовых частей выключателей и опорной изоляции выкатного элемента (К)
 3. испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты (К)
 4. испытание изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления (К)
 5. проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления (К)
 6. испытание выключателей многократным включением и отключением (К)
 7. проверка состояния контактов выключателя (К, М)
 8. проверка временных (при необходимости и скоростных) характеристик выключателей (К)
 9. проверка соосности контактов выключателя и контактов ячейки (К)
 10. проверка характеристик контактов выкатного элемента и ячейки при вкатывании (К)

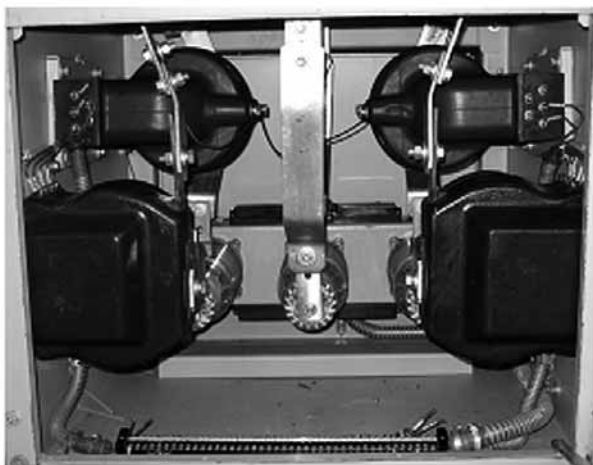


Рис. 5 Вакуумный выключатель вставленный в ячейку К-112

Примечание: К – капитальный ремонт, испытание при приемке в эксплуатацию; М – межремонтные испытания

Внешний вид вакуумного выключателя ВВ/TEL представлен на рисунке 2. Выключатель устанавливается на штатное место эксплуатации и комплектуется блоком управления, а также, в случае необходимости, блоком питания и(или) защиты.

Вакуумные выключатели могут устанавливаться на выкатные элементы ячеек КРУ (рисунок 3 и 4 – выкатной элемент с вакуумным выключателем), ими могут заменяться масляные выключатели, комплектоваться пункты секционирования ВЛ и т.п. На рисунке 5 показан выключатель ВВ/TEL, установленный в ячейку К-112. В данном случае испытание следует производить по нормам измерительных трансформаторов.

ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.

Сопротивление изоляции.

В процессе эксплуатации измерения проводятся:

- на вакуумных выключателях 6-10кВ – при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены, проверка изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления может проводиться совместно с проверкой устройств релейной защиты.

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1. Значения сопротивления изоляции вакуумных выключателей

| Класс напряжения (кВ) | Допустимые сопротивления изоляции (МОм) не менее | |
|-----------------------|--|--|
| | Основная изоляция | Вторичные цепи и электромагниты управления |
| 3-10 | 300 | 1(1) |
| 15-150 | 1000 | 1(1) |
| 220 | 3000 | 1(1) |

*Сопротивление изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок – при отключенных вторичных цепях, в скобках – с подключенными вторичными цепями.

Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытание изоляции повышенным напряжением проводится после первых двух лет эксплуатации выключателей и в дальнейшем через пять лет эксплуатации. Испытание вторичных цепей и электромагнитов управления может проводиться совместно с силовыми цепями выключателей, или при проверке цепей релейной защиты присоединения в объеме, соответствующем виду проверки.

Таблица 2. Значения испытательного напряжения промышленной частоты.

| Класс напряжения (кВ) | Испытательное напряжение (кВ) для вакуумных выключателей | | |
|-----------------------|--|--|----------------------|
| | На заводе – изготовителе | Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации | |
| | | Фарфоровая изоляция | Другие виды изоляции |
| До 0,69 | 2,0 | 1 | 1 |
| 3 | 24,0 | 24,0 | 21,6 |
| 6 | 32,0 | 32,0 | 28,8 |
| 10 | 42,0 | 42,0 | 37,8 |
| 15 | 55,0 | 55,0 | 49,5 |
| 20 | 65,0 | 65,0 | 58,5 |
| 35 | 95,0 | 95,0 | 85,5 |

Значение испытательного напряжения для вторичных цепей и электромагнитов управления должно составлять 1кВ, при условии, что данные устройства рассчитаны на напряжение не ниже 60В. Таким образом, электромагниты управления вакуумных выключателей ВВ/TEL, которые работают от блока управления типа БУ/TEL, испытанию не подвергаются.

При испытании выключателя «на разрыв» испытательное напряжение равно напряжению для испытания основной изоляции.

Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления.

Электромагниты управления должны срабатывать при напряжении:

- ❖ включения - 0,85Uном.
- ❖ отключения - 0,7Uном.

Выключатели ВВ/TEL, которые работают от блока управления типа БУ/TEL, данному испытанию не подвергаются, так как для включения выключателя используется энергия, накопленная специально предназначенными для этого конденсаторами большой емкости, установленными непосредственно в блоке управления.

Проверка выключателей многократным включением и отключением.

Данное испытание проводится при номинальном напряжении на выводах электромагнитов управления. Число циклов включения-отключения для вакуумных выключателей равно 3-5.

Проверка состояния контактов выключателей.

Состояние контактов определяют путём измерения сопротивления постоянному току полюсов выключателей, внешнему осмотру контакты не подвергаются – вакуумную камеру разбирать запрещается. Сопротивление постоянному току каждого полюса выключателя должно быть не более нормируемого в технической документации на соответствующее оборудование.

Ориентировочные данные сопротивлений полюсов выключателей в зависимости от номинального тока выключателей указаны в таблице 3. Для некоторых типов выключателей заводом-изготовителем может нормироваться другое значение сопротивления, поэтому необходимо ориентироваться на данные паспорта именно данного выключателя.

Таблица 3. Сопротивление полюса выключателя в зависимости от номинального тока.

| Номинальный ток выключателя (А) | Сопротивление полюса (мкОм) |
|---------------------------------|-----------------------------|
| 630А | |
| 1000А | |

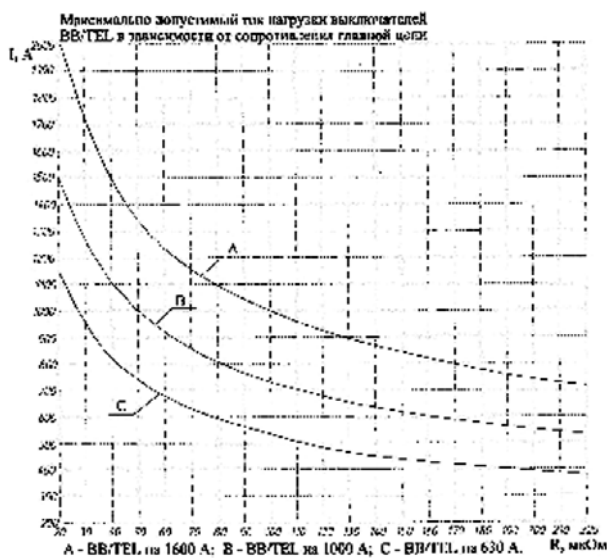


Рис. 5 Значение сопротивления главных контактов выключателей ВВ/ТЕЛ

При испытании вакуумных выключателей производства фирмы «Таврида Электрик» можно ориентироваться значениями сопротивления в зависимости от номинального тока выключателя (рисунок 5). Значениями этих же кривых можно руководствоваться при переводе выключателя в разряд с меньшим номинальным током в случае ухудшения состояния контактов.

Измерение производится как можно ближе к контактам самого выключателя. Данное условие позволяет оценить состояние именно контактов выключателя, исключая при измерении контактные соединения например, розеточных групп выкатного элемента, или контактные соединения из-

мерительных трансформаторов тока и ошиновки распределительных устройств (при установке выключателей непосредственно в расщелку шин).

Если производится испытание вакуумного выключателя, установленного на выкатном элементе, можно произвести измерение сопротивления всего полюса выключателя и контактов розеточных групп. В этом случае измерение производится сначала самого выключателя, а затем полное сопротивление всего полюса одной фазы выкатного элемента. Значение полного сопротивления полюса выкатного элемента нормируется в технической документации непосредственно на конкретный вид оборудования.

Проверка временных характеристик выключателей.

Проверка временных характеристик вакуумных выключателей производится при номинальном напряжении оперативного тока. Временные параметры включения и отключения выключателей должны соответствовать паспортным данным на конкретный тип выключателей.

Ориентировочно время включения вакуумного выключателя колеблется в пределах 0,05 – 0,08 секунд, время отключения – в пределах 0,05 – 0,07 секунд.

Скоростные характеристики определяются с помощью вибрографов на выключателях старой конструкции с траверсами от привода к подвижному контакту дугогасительной камеры.

Проверка соосности контактов выключателя и контактов ячейки.

Соосность определяется после вкатывания тележки выкатного элемента на штатное место в ячейку. Проверка производится с помощью специальных инструментов и приспособлений, одновременно определяется глубина входа подвижных контактов на неподвижные и равномерность этой этого входа по отношению к соседним фазам выключателя.

Проверка характеристик контактов выкатного элемента и ячейки.

Данный вид проверки производится для определения состояния контактных соединений в ячейке КРУ. Этот вид проверки позволяет удостовериться в надёжности и качестве контактного соединения между выкатным элементом и неподвижными контактами ячейки КРУ. Применение данного вида замеров целесообразно наряду с определением соосности контактов и глубины их соприкосновения.

Значение сопротивлений контактов постоянному току элементов КРУ приведены в таблице 4.

Таблица 4. Допустимые значения сопротивлений постоянному току элементов КРУ.

| Измеряемый элемент | Номинальный ток контактов (А) | Сопротивление (мкОм) |
|---------------------------------|-------------------------------|----------------------|
| Втычные контакты первичной цепи | 400 | 75 |
| | 630 | 60 |
| | 1000 | 50 |
| | 1600 | 40 |
| | 2000 и более | 33 |

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Эти измерения проводятся только в том случае, если позволяет конструкция распределительного устройства (можно добраться до контактов ячейки при вкваченном положении выключателя).

УСЛОВИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ

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

Влажность окружающего воздуха имеет значение при проведении высоковольтных испытаний обмоток, т.к. конденсат на изоляторах может привести к пробое изоляции и, соответственно, к выходу из строя оборудования (как испытательного, так и испытуемого).

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

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.

Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметрами на напряжение 2500В.

Измерение сопротивления постоянному току полюсов выключателей производится мостами постоянного тока (например Р 333), которые позволяют произвести замеры с точностью до 0,001 Ом, микроомметрами типа Ф4104-М1. При отсутствии данных приборов возможно использовать метод амперметра – вольтметра с источником постоянного тока, который может обеспечить достаточный ток для проведения данных испытаний. Аналогичные приборы используются для проверки характеристик контактов выкатного элемента и ячейки.

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

Для проверки соосности входа контактов используют специальные приспособления, поставляемые в комплекте с КРУ. Эти приспособления имеют вид металлического прута с разметкой. По делениям можно ориентировочно определить глубину входа подвижных контактов в неподвижные.

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

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ.

Измерение сопротивления изоляции.

Измерение сопротивления силовых частей выключателей производится по схеме, представленной на рисунке 6.

Как видно из рисунка измерение производится относительно земли и двух других заземленных фаз.

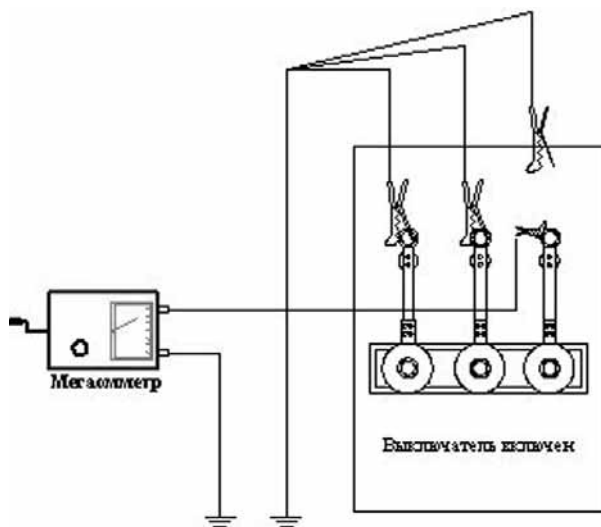


Рис. 6 Измерение сопротивления изоляции силовых частей выключателя на выкатном элементе.

Выключатель включается, все фазы заземляются, к одной фазе выключателя подключается мегаомметр. Заземление с этой фазы выключателя снимается, производится измерение сопротивления изоляции. Затем заземление восстанавливается, мегаомметр переключается на другую фазу выключателя. Производятся аналогичные операции для всех фаз последовательно. Всё время проведения измерений выключатель остаётся включенным.

Сопротивление изоляции электромагнитов управления производят в зависимости от внутренней схемы привода выключателя. Измерение производится относительно земли на одном из полюсов электромагнитов (электромагнита), при этом целостность катушки проверяется отдельно путём измерения сопротивления омметром (или другим способом).

Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.

Испытание производится в два этапа – сначала производится пофазное испытание основной изоляции выключателя, затем производится испытание выключателя «на разрыв».

Для проведения испытания основной изоляции выключателя, также как и в опыте измерения сопротивления изоляции, включается, все фазы заземляются.

Подготавливается испытательная установка, подключается к испытательному объекту. Снимается установленное ранее заземление. Производится плавное поднятие напряжения до необходимого уровня (напряжение поднимается скачком до 1/3 необходимой величины, затем увеличение производится плавно со скоростью 1-2кВ в секунду вплоть до необходимого уровня испытательного напряжения), напряжение выдерживается в течение 1 минуты, и, затем, плав-

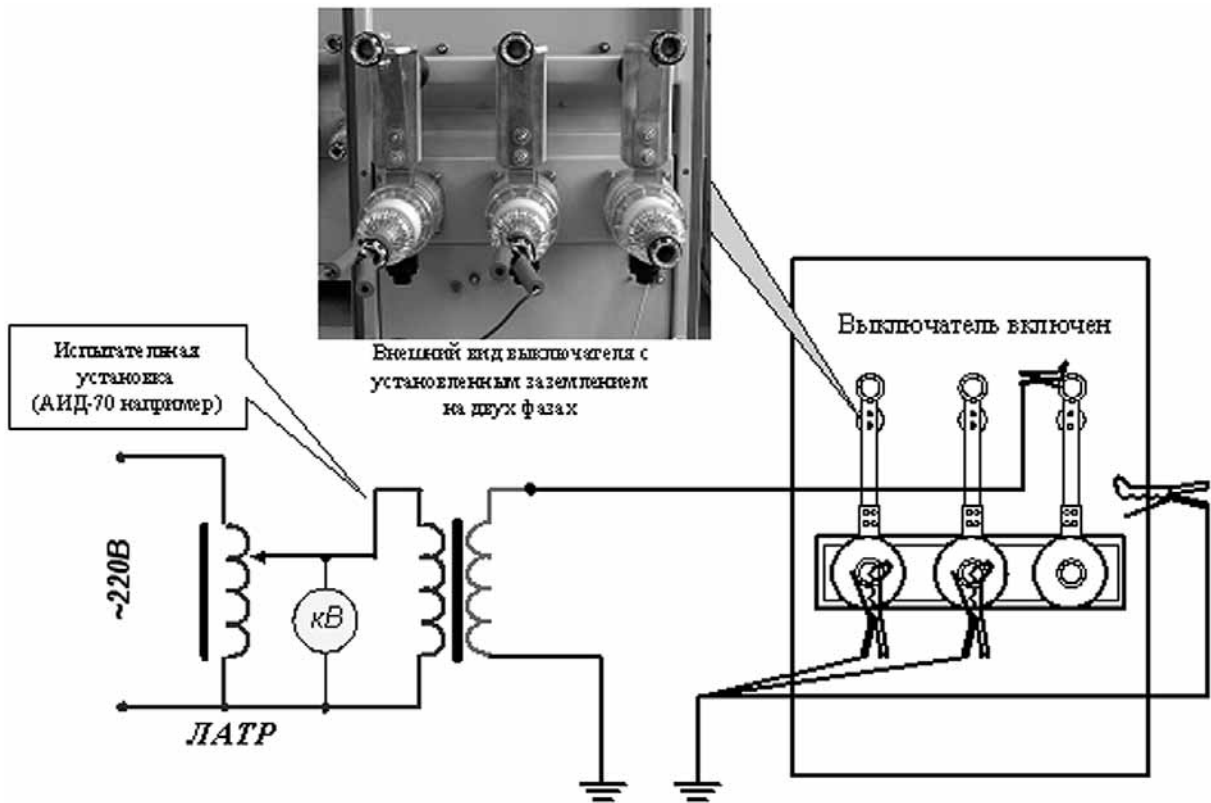


Рис. 7 Испытание изоляции силовых частей выключателя на выкатном элементе повышенным напряжением промышленной частоты.

но понижается до нуля. На испытанную фазу выключателя устанавливается заземление, испытательная установка отсоединяется и подключается к следующей фазе.

На рисунке 7 показана схема проведения для проведения испытания основной изоляции вакуумного выключателя на выкатном элементе напряжением промышленной частоты.

Для проведения испытания выключателя «на разрыв» собирается аналогичная схема, только в этом случае выключатель отключен, фаза объединены, с одной стороны установлено заземление, а на другую сторону выключателя подается испытательное напряжение (рисунк 8).

Смысл испытания выключателя «на разрыв» - проверка состояния вакуума в вакуумной камере выключателя. Если с камерой всё нормаль – испытание пройдет успешно. Во время проведения испытания возможны искровые пробои в вакуумной камере, в этом случае необходимо плавно снизить испытательное напряжение до момента прекращения пробоев, выждать 3-4 минуты, а, затем, снова продолжить испытание с требуемой величиной напряжения.

Продолжительность испытания – 1 минута.

Экспериментально установлено, что при проведении испытания вакуумного выключателя «на разрыв» на расстоянии 3 метра от испытуемого выключателя (длина проводов установки АИД-70) не происходит повышения уровня

радиации выше фонового значения в 30микрорентген. Поэтому опасаться высокого уровня радиации не стоит.

Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления

Проверка проводится на вакуумных выключателях оснащённых электромагнитным приводом. Данная проверка не производится с выключателями оснащёнными приводами на основе магнитной защелки.

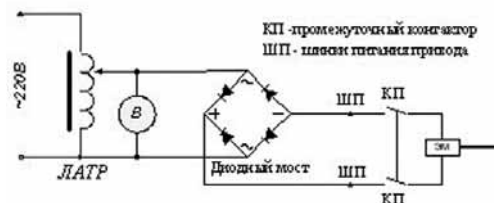


Рис. 9. Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления

Принцип проверки основан на проверке возможности включения и отключения выключателя при пониженном напряжении. Проверка производится в следующем порядке:

1. Производится оценка потребляемой мощности электромагнита по параметрам измеренного сопротивления катушки;

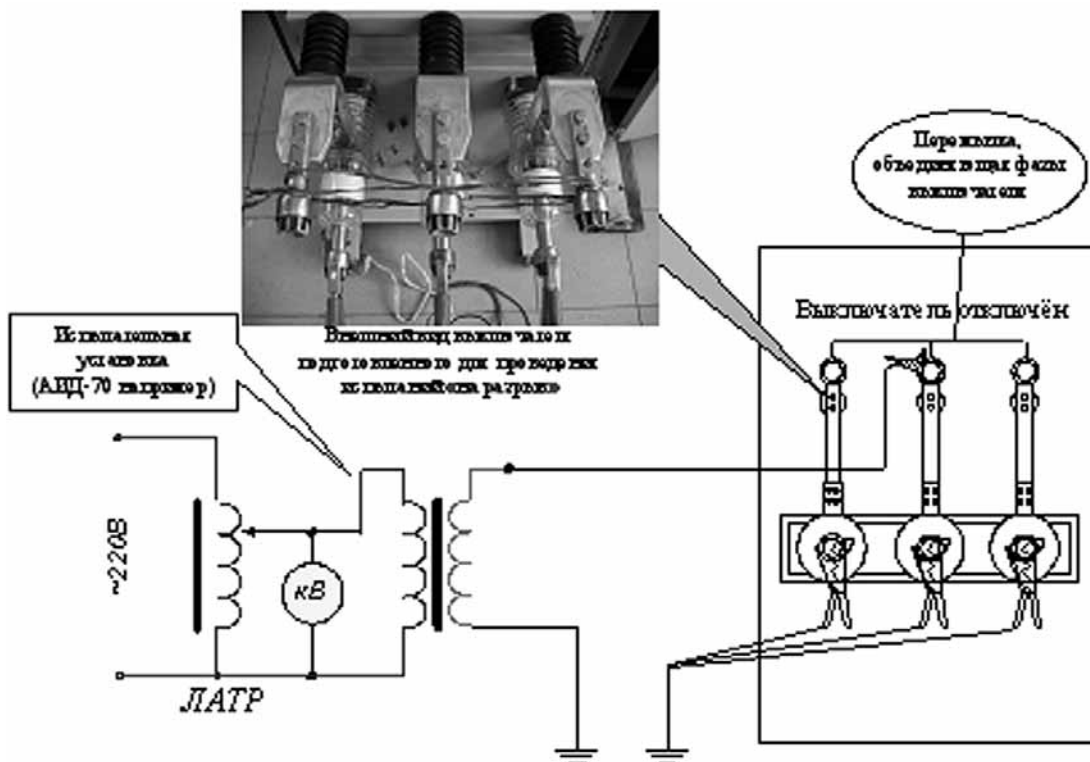


Рис. 8 Испытание изоляции выключателя на выкатном элементе повышенным напряжением промышленной частоты «на разрыв».

2. В соответствии с потребляемой мощностью подбирается автотрансформатор (ЛАТР) для регулирования напряжения и выпрямительное устройство;

3. Собирается схема в соответствии с *рисунком 9* и производится пробное включение (отключение) выключателя.

Включение в цепь электромагнитов управления активного сопротивления неприемлемо, так как в первоначальный момент за счет индуктивности катушки на неё будет приложено полное напряжение оперативного тока.

С помощью ЛАТРа напряжение снижается до уровня 0,9Uном для электромагнитов включения и 0,7Uном для электромагнитов отключения. При включении выключателя напряжение на зажимах ЭМУ снизится до требуемой величины за счёт падения напряжения в схеме испытательной установки. Электромагнит отключения гораздо меньше электромагнита включения, поэтому при отключении выключателя напряжение установки сразу устанавливается на нормируемом уровне.

Испытательная установка подключается к зажимам питания ШП (шин питания электромагнитов управления, если таковые выполнены отдельно), или непосредственно на контакты промежуточного реле управления электромагнитом включения выключателя. При этом необходимо проверить, что штатное питание с этих зажимов отключено.

Для электромагнита отключения необходимо выделить цепь из общей схемы РЗА для включения испытательной схемы.

При наличии в схеме оперативного тока аккумуляторной батареи данное испытание можно произвести без применения ЛАТРа и выпрямительного блока. Для этого питание испытательной схемы подается от соответствующего количества аккумуляторов батареи.

Проверка состояния контактов выключателя.

Проверка сводится к измерению сопротивления основных контактов выключателя с помощью микроомметров или мостов постоянного тока. Места замеров на выключателях показаны на *рисунке 10*. Измерение производится непосредственно на вакуумной камере – измеряется сопротивление контактов самого выключателя.

Измеренное сопротивление сравнивается с нормируемыми значениями и на результатах сравнения оценивается состояние контактной системы выключателя.

Измерение можно произвести с помощью моста постоянного тока. Измерение производится аналогичным образом, главное – необходимо обеспечить надёжный контакт с измеряемой цепью.

Для оценки состояния контактов выкатного элемента производится измерение полного полюса. Измерение производится аналогичным образом, как и при измерении полюса выключателя, но в данном случае необходимо измерить сопротивление как можно ближе к розеточным группам выкатного элемента. Значение сопротивления полного полюса выкатного элемента не должно превышать значение сопротивления полюса выключателя более чем на 50 мкОм.

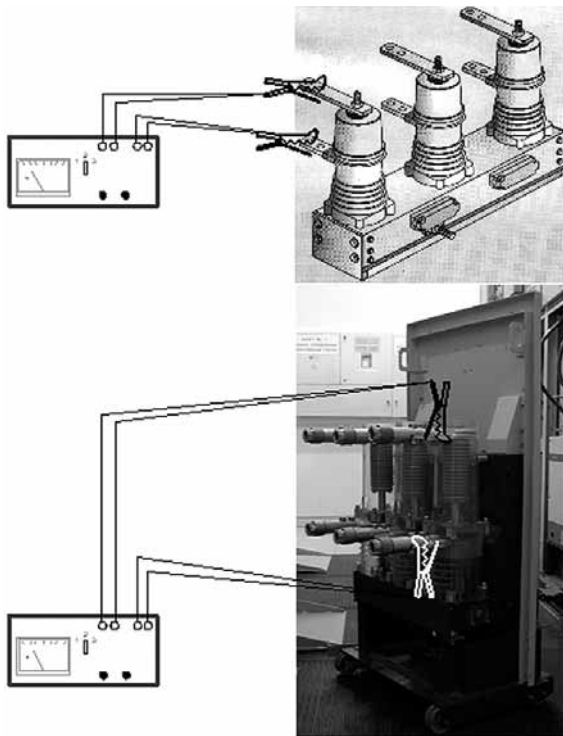


Рис. 10. Измерение сопротивления основных контактов выключателя

Проверка временных характеристик выключателей.

Данная проверка производится при номинальном напряжении оперативного тока.

Используя секундомер, который подключают на силовые контакты выключателя, засекают время включения выключателя после подачи сигнала от ключа. При этом ключ должен одновременно подать сигнал на пуск секундомера и на включения выключателя.

Проверка соосности контактов выкатного элемента и ячейки и характеристик этих контактов (сопротивления).

Эта проверка производится только в том случае, если есть возможность открыть доступ к контактам при вкаченной ячейке. Такая возможность есть на ячейках К-104, К-304.

ОБРАБОТКА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ.

Первичные записи рабочей тетради должны содержать следующие данные:

- ❖ дату измерений.
- ❖ температуру, влажность и давление
- ❖ температуру изоляции измерительных трансформаторов
- ❖ наименование, тип, заводской номер трансформатора
- ❖ номинальные данные объекта испытаний
- ❖ результаты испытаний
- ❖ результаты внешнего осмотра
- ❖ используемую схему

Данные полученные при измерении сопротивления изоляции обмоток и сопротивлению обмоток постоянному току следует сравнивать с заводскими данными на данный трансформатор, с учетом температуры. Кроме того, данные по сопротивлению фаз не должны отличаться друг от друга не более чем на 2% (у трехфазных трансформаторов напряжения).

Кривые намагничивания трансформаторов тока не должны отличаться от типовых (или паспортных) более чем на 10%. При большем отличии следует рассмотреть возможность работы трансформаторов тока в данной схеме (защита, учет, измерение).

Определение полярности выводов трансформаторов тока следует учитывать при установке трансформатора на место и соответствующее подключение ко вторичным цепям.

Коэффициент трансформации и потери холостого хода должны соответствовать паспортным данным трансформатора.

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

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Перед началом работ необходимо:

- ❖ Получить наряд (разрешение) на производство работ
 - ❖ Подготовить рабочее место в соответствии с характером работы: убедиться в достаточности принятых мер безопасности со стороны допускающего (при работах по наряду) либо принять все меры безопасности самостоятельно (при работах по распоряжению).
 - ❖ Подготовить необходимый инструмент и приборы.
 - ❖ При выполнении работ действовать в соответствии с программами (методиками) по испытанию электрооборудования типовыми или на конкретное присоединение. При проведении высоковольтных испытаний на стационарной установке действовать в соответствии с инструкцией.
- При окончании работ следует:
- ❖ При окончании работ на электрооборудовании убрать рабочее место восстановив нарушенные в процессе работы коммутационные соединения (если таковое имело место).
 - ❖ Сдать наряд (сообщить об окончании работ руководителю или оперативному персоналу).
 - ❖ Сделать запись в кабельный журнал о проведенных испытаниях (при испытании кабеля), либо сделать запись в черновик для последующей работы с полученными данными.
 - ❖ Оформить протокол на проведенные работы

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

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

электроустановках напряжением до 1000В – по распоряжению.

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

Измерять сопротивление изоляции мегаомметром может работник, имеющий группу III.

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

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

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

ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ С ПОДАЧЕЙ ПОВЫШЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ ОТ ПОСТОРОННЕГО ИСТОЧНИКА ПРИ ИСПЫТАНИИ

К проведению испытаний электрооборудования допускается персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний и требований, содержащихся в разделе 5.1 Правил Безопасности, комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям электрооборудования с соответствующей группой.

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

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

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

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

Рабочее место оператора испытательной установки должно быть отделено от той части установки, которая имеет напряжение выше 1000В. Дверь, ведущая в часть установки, имеющую напряжение выше 1000В, должна быть

снабжена блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и невозможность подачи напряжения при открытых дверях. На рабочем месте оператора должна быть предусмотрена раздельная световая, извещающая о включении напряжения до и выше 1000В, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения оператор должен стоять на изолирующем ковре.

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

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

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

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

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

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

При сборке испытательной схемы прежде всего должно быть выполнено защитное и рабочее заземление испытательной установки. Корпус передвижной испытательной установки должен быть заземлён отдельным заземляющим проводником из гибкого медного провода сечением не менее 10 мм². Перед испытанием следует проверить надёжность заземления корпуса.



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

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

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

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

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

Соединительный провод между испытательной установкой и испытуемым оборудованием сначала должен быть присоединён к её заземлённому выводу высокого напряжения.

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

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

Перед каждой подачей испытательного напряжения производитель работ должен:

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

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

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

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

при реально существующей во время измерений нагрузке.

Диапазоны измерения силы тока приборов с токовыми клещами — 0,1-100А; 0,5-300А; 1-400А; 5-1200А (в зависимости от модификации).

Диапазоны измерения при подключении к блоку трансформаторов тока — 0,01-7,5А и 0,05-60А (в зависимости от модификации).

Благодаря конструктивным особенностям СЕ602 удобен и прост в обращении, имеет небольшую массу и габариты. Он с успехом применяется линейным персоналом энерго-снабжающих организаций, электроэнергетических служб промышленных предприятий, метрологами и даже сотрудниками фирм, занимающихся энергоаудитом и электроизмерениями. Сопроводительная документация позволяет освоить работу с прибором персоналу без специальной подготовки.

В комплект поставки входит программное обеспечение для работы с ПК.

Концерн «Энергомера»

НОВИНКА - НОВЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРИБОР ЦКО220 ОТ ОАО «МЕГОММЕТР»

Измеритель параметров цепи фаза-нуль ЦКО220 измеряет:

Реальный ток короткого замыкания (к.з.) в диапазоне 10 – 10000А с погрешностью ±5% от измеряемой величины;

Полное сопротивление (Z) в диапазоне 0,022 – 22 Ω с погрешностью ±5% от измеряемой величины;

Напряжение переменного тока (V) в диапазоне 180 – 245V с погрешностью ±1% от измеряемой величины в цепях фаза-нуль и фаза-заземление частоты 50, 60 Гц, в которых:

Коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения имеет предельно допустимое значение по ГОСТ 13109-97 $K_v=12\%$;

Угол сдвига фаз между током и напряжением может иметь значение от 0 до 60 электрических градусов.

Измеритель параметров цепи фаза-нуль ЦКО220 производит:



ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

Заказчик
Объект

Дата проведения испытания:

Протокол (образец) № испытания вакуумного выключателя

1. Основные данные:

Выключатель

| Тип | Предприятие - изготовитель | Заводской номер | | | Год изготовления | U _н (кВ) | I _н (А) | I _н откл (кА) |
|----------------------|----------------------------|-----------------|-----------|-----------|------------------|---------------------|--------------------|--------------------------|
| | | Фаза А Ø1 | Фаза В Ø2 | Фаза С Ø3 | | | | |
| АПС-10-12,5/630 УХЛ1 | «Энергетические системы» | 036204 | 035904 | 036404 | 2004 | 10 | 630 | 12,5 |

Привод

| Тип | Предприятие - изготовитель | Заводской номер | Год изготовления | U _н электромагнитов управления, кВ |
|-----|----------------------------|-----------------|------------------|---|
| ПЭ | - | - | 2004 | 0,012 |

2. Результаты испытаний:

2.1 Сопротивление постоянному току элементов выключателя:

| Наименование цепи | Сопротивление | | | |
|---------------------------------------|---------------|--------|--------|--------|
| | норма | фаза А | фаза В | фаза С |
| Камера подвижных контактов, мкОм | 100 | — | — | — |
| Полос, мкОм | 200 | — | — | — |
| Обмотка электромагнита включения, Ом | — | 4,7 | 4,8 | 4,8 |
| Обмотка электромагнита отключения, Ом | — | 2,8 | 2,8 | 2,8 |

2.2 Испытание изоляции выключателя

- 2.2.1 Сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей выключателя не менее 10000 МОм
 2.2.2 Изоляция выключателя испытана повышенным напряжением частоты 50 Гц 42 кВ в течение 1 мин.
 2.2.3 Сопротивление изоляции электромагнитов управления и вторичных цепей не менее 1000 МОм
 2.2.4 Изоляция электромагнитов управления и вторичных цепей испытана напряжением промышленной частоты 50 Гц ... кВ в течение .. мин.

2.3 Проверка характеристик выключателя:

| Характеристика | Норма | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
|---------------------|-------|--------|--------|--------|
| Время отключения, с | | 0,06 | 0,07 | 0,07 |
| Время включения, с | | 0,08 | 0,08 | 0,06 |

Измерение скоростных и временных характеристик производилось при номинальном напряжении на зажимах электромагнитного управления (питание от аккумуляторов).

2.4 Напряжение срабатывания привода выключателя:

| Наименование | Фаза | Норма | Электромагнит включения | Электромагнит отключения |
|----------------------------|------|-------|-------------------------|--------------------------|
| Напряжение срабатывания, В | А | — | — | — |
| | В | — | — | — |
| | С | — | — | — |

2.5 Проверка встроенных трансформаторов тока

- 2.5.1 Сопротивление изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока, измеренное при температуре +20 °С, не менее 1000 МОм.
 2.5.2 Изоляция вторичных обмоток трансформаторов тока испытана напряжением частоты 50 Гц 1 кВ в течение 1 мин.
 2.5.3 Коэффициент трансформации ответвлений трансформаторов тока соответствует 100/1 А.
 2.5.4 Полярность выводов ответвлений обмоток соответствует заводской маркировке.

| Отчёт № | Протокол № | Страница протокола | Страниц протокола | Страница отчёта |
|---------|------------|--------------------|-------------------|-----------------|
| | 695 | 1 | 2 | |

ДИАГНОСТИКА И ИСПЫТАНИЯ

2.5.5 Проверка характеристик намагничивания:

| Ток, А | Напряжение, В | | | | | |
|--------|---------------|---|--------|---|--------|---|
| | Фаза А | | Фаза В | | Фаза С | |
| | | | | | | |
| 0,05 | 9,88 | — | 10,99 | — | 11,5 | — |
| 0,1 | 21,77 | — | 24,1 | — | 21,8 | — |
| 0,15 | 24,38 | — | 26,1 | — | 24,67 | — |
| 0,2 | 25,74 | — | 26,83 | — | 25,96 | — |
| 0,25 | 26,5 | — | 27,20 | — | 27,00 | — |
| 0,3 | 27,3 | — | 27,50 | — | 27,45 | — |
| 0,45 | 28,87 | — | 28,03 | — | 29,03 | — |
| 0,5 | 29,13 | — | 28,16 | — | 29,34 | — |
| 0,6 | 29,55 | — | 28,39 | — | 29,72 | — |
| 0,7 | 29,85 | — | 28,55 | — | 30,00 | — |
| 0,8 | 30,08 | — | 28,70 | — | 30,22 | — |
| 1 | 30,45 | — | 28,97 | — | 30,55 | — |

3. Дополнительные испытания: выключатель испытан на разрыв напряжением 42кВ в течение 1 минуты, внешний вид изоляторов хороший, при испытании пробоев нет, измерено сопротивление постоянному току вторичных обмоток трансформаторов тока – значение равно 0,9 Ом.

4. Условия окружающей среды при проведении измерений:

- 4.1. Температура воздуха +20 °С
 4.2. Влажность 74 %
 4.3. Атмосферное давление 750 мм. рт. ст.

5. Нормативно-технический документ: ПТЭЭП, заводская документация (руководство по эксплуатации).

6. Измерительные приборы:

| Наименование | Тип | Зав.№ | Характеристики | | Дата поверки |
|----------------|---------|----------|----------------|-------------|----------------|
| | | | Диапазон | Погрешность | |
| Мегаомметр | МС-05 | 05185890 | 2500 | 1,5% | 02.04 |
| Мегаомметр | М4100/4 | 42276 | 1000 В | 1,5% | 02.04 |
| Исп. установка | АИИ-70 | 2597 | 0-50кВ | - | Аттестат 06.03 |
| Мультиметр | М-3270D | В1907712 | - | - | - |

7. Заключение на соответствие требованиям НТД:

Данные измерений и испытаний соответствуют нормам НТД.

Годно к эксплуатации.

11. Примечание: на каждой фазе выключателя указан производитель - JOSLYN HI – VOLTAGE CORP

Испытания произвели:

« _____ »

« _____ »

« _____ »

« _____ »

Начальник электролаборатории

« _____ »

(подпись)

« _____ »

(фамилия)

| Страница отчёта | Протокол № | Страница протокола | Страниц протокола | Отчёт № |
|-----------------|------------|--------------------|-------------------|---------|
| | 695 | 2 | 2 | |

Е.Н. Елисеев
Консалтинговая компания
«Локальные энергетические
решения»

ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ДЕЛОВОГО ЦЕНТРА ООО «МОСТРАНСГАЗ»

В последнее время появляется все больше объектов, подключение которых к централизованной системе энергоснабжения неэффективно и экономически невыгодно. Необходимо искать альтернативные пути в решении вопросов энергоснабжения, которые позволят избежать проблем традиционной энергетики, таких как низкое качество электроэнергии, неразвитость коммуникаций, перебои в электроснабжении и т. д.

В мировой энергетике накоплен большой опыт эксплуатации автономных источников тепловой и электрической энергии, которые обеспечивают прочную технологическую связь между производством электрической, тепловой и охлаждающей энергии.

Переход на локальные газовые электростанции – это прогрессивное решение проблемы энергоснабжения, сокращение сроков ввода новых мощностей и расходов на строительство ЛЭП, уход от неэффективного инвестирования крупных долгосрочных проектов. Выбор природного газа в качестве энергоносителя для двигателей оправдывается его приемлемой ценой на внутреннем рынке, к тому

же он обладает существенным экологическим преимуществом по отношению к твердым и жидким топливам.

ОПИСАНИЕ ЭНЕРГООБЪЕКТА

Автономный энергетический блок, используя природный газ, обеспечивает электрической, тепловой и охлаждающей энергией в течение всего года Деловой центр ООО «Мострансгаз» площадью 105 000 м² (далее Комплекс), состоит из нескольких объектов различного назначения, строительство которых велось поэтапно: первая очередь 46 000 м²; вторая – 36 000 м²; третья – 23 000 м². На основании предварительного анализа максимальной электрической нагрузки и максимального суточного потребления тепловой и охлаждающей энергии Комплекса (рис.1) и при условии обеспечения надежного резерва у источника энергии ~30% в энергоблоке смонтировано следующее оборудование:

- * 4 газопоршневые установки электрической мощностью по 1,4 МВт, тепловой – 1,7 МВт;
- * 3 газовых котла фирмы DanStoker (Дания) тепловой мощностью по 9 МВт;

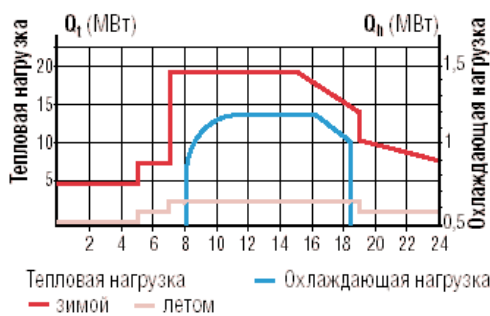


Рис.1

* 3 абсорбционные охладительные машины фирмы Carrier (США) мощностью по 0,67 МВт.

Энергетические модули общей электрической мощностью 5,6 МВт находятся в рабочем режиме в зависимости от нужд потребителей Комплекса.

В состав каждого модуля входит:

- * газопоршневой двигатель JMS 616 GS.N.L (фирма Jenbacher);
- * генератор переменного тока (фирма AVK, Германия);
- * теплообменник для охлаждающей воды;
- * охладитель смазочного масла;
- * водогрейный теплообменник выхлопных газов;
- * распределительные, командные и энергетические шкафы с автоматикой для синхронизации и параллельной работы с внешней распределительной сетью.

Во время работы двигатель охлаждается через теплообменники водой, нагревая теплом (от водяной рубашки) сетевую воду от 70 °С до 90 °С. Выхлопные газы выходят из двигателя с температурой 450 °С. Далее сетевая вода нагревается в теплообменнике от 90 °С до 110 °С.

Предусмотрена возможность выброса выхлопных газов в атмосферу, минуя теплообменник, через боковой газодух. Таким образом, кроме электрической энергии, модуль производит и тепловую энергию. Общая степень использования энергии выхлопных газов превышает 86% (рис. 2), то есть из 1 м³ природного газа получается 3,67 кВт (38,7%) электрической энергии и 4,49 кВт (47,2%) тепловой.

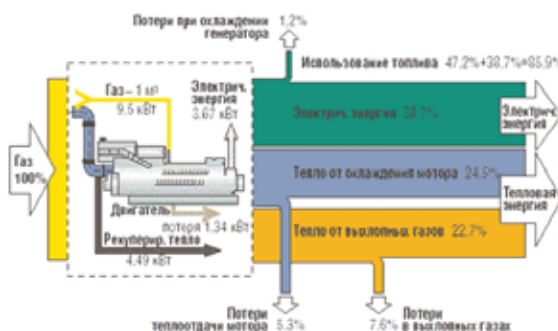


Рис.2

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМЫ

Энергоблок работает по технологии тригенерации – производство электрической, тепловой, а также охлаждающей энергии для кондиционирования Комплекса – путем введения абсорбционной охладительной машины в общую технологическую систему и использования рекуперированной тепловой энергии энергетических модулей.

Энергоблок обеспечивает:

- * подготовку горячей санитарной воды с циркуляцией;
- * гигиеническую обработку питьевой воды;
- * подачу питьевой воды и поддержание давления в сети;
- * подачу пожарной воды и поддержание давления в сети;
- * химическую подготовку воды для теплокондиционных систем комплекса.

Модули, в зависимости от нужд потребителя, могут работать в трех разных режимах:

- * работа от внешнего источника (генераторы выключены);
 - * автономная работа в присутствии городской сети (генераторы синхронизированы с городской сетью);
 - * параллельная работа с городской сетью – из сети берет минимальное (заданное) количество электроэнергии
- Эксплуатация в холодное время года

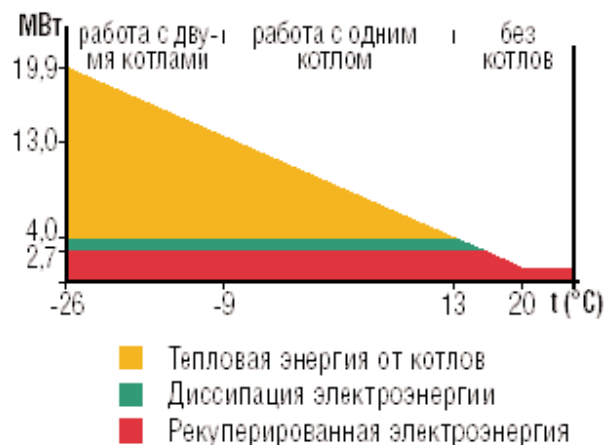


Рис.3

Как уже было отмечено, модули находятся в рабочем режиме в зависимости от нужд потребителей и одновременно обеспечивают соразмерную рекуперированную тепловую мощность для отопления, вентиляции и подготовки горячей санитарной воды. Максимальное потребление тепла при этом (наружная температура минус 26 °С и коэффициент одновременной работы 0,85) составляет 19,9 МВт (рис. 3).

Из диаграммы видно, что при наружной температуре 10...13 °С котельная находится в нерабочем режиме, так как рекуперированная тепловая энергия газовых двигате-

лей обеспечивает достаточно тепла для потребителей. Если во время ночной работы установки тепловой энергии достаточно (при условии повышения аккумуляции) для подготовки санитарной воды, время подключения первого котла при наружной температуре 10 °С можно сместить.

При температуре ниже минус 9 °С в рабочий режим включается и второй котел, обеспечивая тепловую мощность для максимального потребления всего Комплекса. Третий котел является аварийным резервом.

Эксплуатация в теплое время года

Потребление газа одним модулем при максимальной часовой нагрузке составляет 386 м³. При этом происходит трансформация механической энергии газового двигателя через генератор в 1 417 кВт.ч электроэнергии. Одновременно рекуперированная тепловая энергия, полученная при охлаждении двигателя и выхлопных газов (1 732 кВт.ч), используется для подготовки 10 м³/ч санитарной воды температурой 65 °С и для работы абсорбционной машины охлаждающей мощностью 679 кВт.

Косвенно охлаждающая машина, используя рекуперированное тепло двигателя, обеспечивает экономию 220 кВт.ч электроэнергии (количество, необходимое для работы соответствующего охлаждающего компрессора).

Таким образом, 1000 кВт.ч рекуперированной тепловой энергии газового двигателя, которая превращается в 670 кВт охлаждающей энергии, условно снижает потребление электроэнергии на 220 кВт.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС

Комплекс эксплуатируется с полностью автономным производством необходимой тепловой, охлаждающей и электрической энергии. Для определения энергетического баланса приведены данные о производстве электроэнергии по месяцам в течение года (табл. 1) и диаграмма суточной

электрической нагрузки (рис. 4а). Определено потребление электроэнергии:

- * общегодовое – 11 757,9 МВт.ч;
- * среднесуточное – 32,2 МВт.ч;
- * среднесуточное в рабочий день – 36,6 МВт.ч;
- * максимальное в рабочий день – 44,8 МВт.ч.

На основании показателей суточной электрической нагрузки среднего рабочего дня при эксплуатации Комплекса (с соответствующей диаграммой производства электрической и сопутствующей тепловой энергией) определены исходные данные для достижения энергетического баланса (рис. 4б). На рис. 4в представлена диаграмма максимальной суточной нагрузки Комплекса.

Пик потребления электроэнергии приходится на 10 часов и составляет 3,5 МВт, что на 18% меньше предполагаемой величины. Интенсивная работа установок в пиковом режиме (с 9.30 до 12 часов) демонстрирует необходимую проектную надежность автономной работы энергоблока – при постоянной рабочей готовности трех модулей.

Потребление тепловой энергии во всем Комплексе рассчитано на базе среднесуточных температур атмосферного воздуха и суточного цикла работы теплотехнических установок, за вычетом потерь тепла, определенных из соотношения рабочих и нерабочих дней в течение года и составляет 70% средней электрической нагрузки.

Потребление тепла в летний период определяется исходя из потребности санитарной воды и подготовки холодной воды для установок кондиционирования.

Из рис. 5 видно, что половину необходимого тепла обеспечивает котельная и половину – энергия рекуперации тепла от газопоршневых двигателей.

Одновременно отмечается высокая степень использования энергии рекуперации на годовом уровне – при 6% неиспользованной тепловой энергии.

Табл.1. Суточное потребление электроэнергии Комплексом

| Месяц | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
|--------------------|--------|---------|------|--------|------|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|
| Потребление, МВт.ч | 35,6 | 35,1 | 36,6 | 32,9 | 35,3 | 34,2 | 36,1 | 34,4 | 35,0 | 35,6 | 39,5 | 37,3 |



Рис. 4

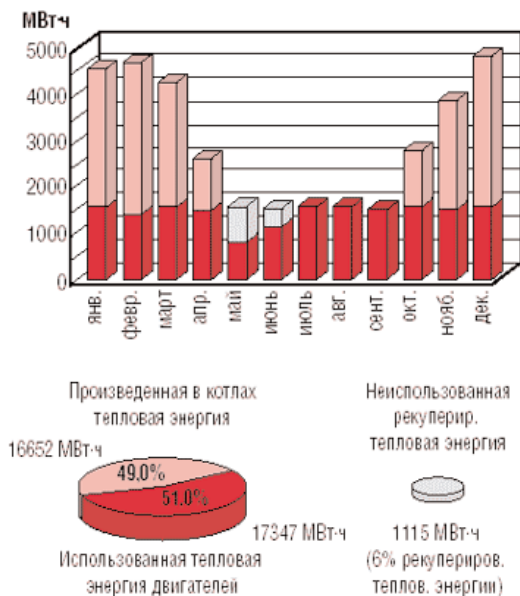


Рис.5

В летний период увеличить мощность охлаждения можно за счет аккумулирования ночного тепла в виде горячей санитарной воды. Для этого можно построить дополнительные первичные резервуары – аккумуляторы теплой воды от охлаждения газопоршневых двигателей и выхлопных газов.

Годовое потребление газа показано в диаграмме (рис. 6), где отражено соотношение потребляемого газа в двигателях (62,8%) и водогрейных котлах (37,2%).

Исходными данными для оценки экономичности работы модулей являются стоимость природного газа и стоимость электроэнергии из распределительной сети пользователей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании анализа результатов эксплуатации мини.ТЭЦ можно сказать, что она отвечает самым жестким требованиям к современным теплоэнергетическим коммуникациям и устройствам.

Высокий уровень коэффициента полезного действия при обеспечении тепловой, охлаждающей и электрической энергией, которая составляет 85% потенциальной энергии природного газа, обеспечивается высоким процентом использования рекуперированной тепловой энергии.

В зимний период эксплуатации 38% тепла, используемого Комплексом, обеспечивается рекуперированной энергией газопоршневых двигателей, годовой уровень которой составляет 50%.

Строгую технологическую последовательность в производстве электрической, тепловой и охлаждающей энергии обеспечивает абсорбционная охладительная машина, ко-

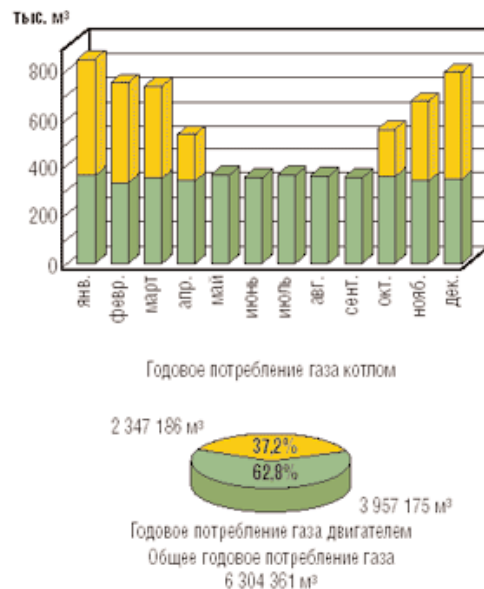


Рис.6

торая трансформирует рекуперированную энергию газопоршневого двигателя в охлаждающую энергию, не повышая потребления электроэнергии.

Экономия капиталовложений в производство электрической энергии с применением газопоршневых двигателей соразмерна разнице в цене электроэнергии из энергосистемы и энергетических модулей, а также в количестве использованной тепловой энергии рекуперации и количестве рабочих часов в течение года.

Затраты, необходимые для строительства собственного энергоблока, значительно ниже, чем затраты на подключение к городским сетям тепло- и электроснабжения. При этом обеспечивается полная автономия его работы и высокий КПД использования энергии.

Проект по использованию когенерационных установок на базе газопоршневых двигателей для энергоснабжения Делового центра ООО «Мострансгаз» можно признать успешным.

Таким образом, при строительстве объектов в районах с неразвитой сетевой структурой в случае необходимости увеличения энергоснабжения существующих промышленных и социальных объектов и т.д. рекомендуется проводить сравнительный анализ вариантов подключения к централизованным сетям и вариантов строительства собственных автономных источников энергии.



**А.А. Севостьянов,
С.А. Петрицкий,
Е.В. Бородин
НИЦЭ**

ЭНЕРГОАУДИТ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ

Целью энергетического обследования (энергоаудита) котельных является оценка эффективности использования топливно-энергетических ресурсов при выработке тепловой энергии, а также определение потенциала энергосбережения и способов его реализации.

Основными задачами энергетического обследования котельных являются определение фактических показателей работы оборудования котельной, сравнение их с нормированными значениями, выявление и анализ причин их несоответствия и путей устранения.

Энергетического обследования котельных состоит из нескольких, последовательно реализуемых этапов: 1) сбор документальной информации; 2) инструментальное обследование; 3) обработка результатов обследования и их анализ; 4) разработка энергосберегающих рекомендаций и оформление отчета.

Сбор документальной информации необходим для определения основных характеристик объекта исследования: сведения об оборудовании котельной; динамики потребления энергоносителей; сведения о потребителях тепловой энергии и т.п. На этом этапе также определяются объем и точки замеров тепло- и электроэнергии.

Этап инструментального обследования необходим для восполнения недостающей информации по количественным и качественным характеристикам потребления энергоносителей и позволяет оценить эффективность энергоиспользования.

При проведении измерений должны максимально использоваться уже существующие узлы учета, а при их отсутствии переносные специализированные приборы.

При инструментальном исследовании котельных сотрудниками НИЦЭ используются следующие измерительные системы:

- ♦ Анализатор продуктов горения «KM 9006 Quintox».
- ♦ Цифровой измеритель температуры «KM 44 kit».
- ♦ Термометр инфракрасный бесконтактный «KM 801/1501».
- ♦ Трехфазный анализатор электропотребления «AR5M».
- ♦ Ультразвуковой расходомер жидкости «Portaflow- 300».
- ♦ Ультразвуковой толщиномер «SONAGAGE».

Набор вышеперечисленных приборов позволяет выполнить практически все необходимые замеры при проведении энергоаудита котельных.

На основании экспериментальных данных, полученных в результате измерений на котлоагрегатах, тепловой сети, электрической сети, теплообменного оборудования, производится расчет показателей, характеризующих режим работы котельной.

Вся информация, полученная из документов или путем инструментального обследования, является исходным материалом для анализа эффективности энергоиспользования, которая проводится в следующем порядке:

- ① анализируется динамика расхода энергоносителей и финансовых затрат на них за три года, предшествую-



щих энергетическому обследованию, и определяется структура потребления энергоносителей в процентном отношении;

- 2) строятся фактические балансы по всем видам энергоносителей котельной;
- 3) определяются потери энергоносителей в различных элементах систем энергоснабжения.

При разработке мероприятий необходимо:

- 1) определить техническую суть предлагаемого усовершенствования и принципы получения экономии;
- 2) рассчитать потенциальную годовую экономию в физическом и денежном выражении;
- 3) определить состав оборудования, необходимого для реализации рекомендации, его примерную стоимость, стоимость доставки, установки и ввода в эксплуатацию;
- 4) оценить общий экономический эффект предполагаемых рекомендаций с учетом вышеперечисленных пунктов.

После оценки экономической эффективности все рекомендации классифицируются по трем критериям:

- 1) беззатратные и низко-затратные - осуществляемые в порядке текущей деятельности котельной;
- 2) сред незатратные - осуществляемые, как правило, за счет собственных средств котельной;
- 3) высокозатратные - требующие дополнительных инвестиций.

таблица 1. Энергосберегающие технологии

| № п/п | Мероприятие | Оценка эффективности мероприятия |
|-------|---|--|
| 1 | Составление руководств и режимных карт эксплуатации, управления и обслуживания оборудования и периодический контроль со стороны руководства учреждения за их выполнением | 5-10 % от потребляемого топлива |
| 2 | Поддержание оптимального значения коэффициента избытка воздуха | 1-3 % |
| 3 | Установка водяного поверхностного экономайзера за котлом | до 5-6 % |
| 4 | Применение за котлоагрегатами установок глубокой утилизации тепла, установок использования скрытой теплоты парообразования уходящих дымовых газов (контактный теплообменник) | до 15 % |
| 5 | Повышение температуры питательной воды на входе в барабан котла | 2 % на каждые 10 °С |
| 6 | Подогрев питательной воды в водяном экономайзере | 1% на каждые 6 °С |
| 7 | Содержание в чистоте наружных и внутренних поверхностей нагрева котла | до 10 % |
| 8 | Использование тепловыделений от котлов путем забора теплого воздуха из верхней зоны котельного зала и подачи его во всасывающую линию дутьевого вентилятора | 1-2 % |
| 9 | Теплоизоляция наружных и внутренних поверхностей котлов и теплопроводов, уплотнение клапанов и тракта котлов (температура на поверхности обмуровки не должна превышать 55 °С) | до 10 % |
| 10 | Перевод котельных на газовое топливо | в 2-3 раза снижается стоимость 1 Гкал |
| 11 | Установка систем учета расходов топлива, электроэнергии, воды и оттока тепла | до 20 % |
| 12 | Автоматизация управления работой котельной | до 30 % |
| 13 | Модернизация котлов типа ДКВР для работы в водогрейном режиме | увеличение КПД до 94% |
| 14 | Применение частотного привода для регулирования скорости вращения насосов, вентиляторов и дымососов | до 30 % от потребляемой ими электроэнергии |

В табл. 1 приведен ряд наиболее широко распространенных рекомендаций с ориентировочной оценкой их эффективности.

Существует ряд общих рекомендаций по энергосбережению в котельных к которым относятся:

- 1) Назначение в котельной ответственных за контролем расходов энергоносителей и проведения мероприятий по энергосбережению.
- 2) Совершенствование порядка работы котельной и оптимизация работы систем освещения, вентиляции, водоснабжения, теплоснабжения.
- 3) Соблюдение правил эксплуатации и обслуживания систем энергоиспользования и отдельных энергоустановок, введение графиков включения и отключения систем освещения, вентиляции, тепловых завес и т.д.
- 4) Организация работ по эксплуатации светильников, их чистке, своевременному ремонту оконных рам, оклейка окон, ремонт санузлов и т.п.
- 5) Ведение разъяснительной работы с рабочими котельной по вопросам энергосбережения.
- 6) Проведение периодических энергетических обследований.
- 7) Ежеквартальная проверка и корректировка договоров на энерго- и ресурсопотребление с энергоснабжающими организациями.

Расчет и индикацию значений цепи: Активного сопротивления R; Реактивного сопротивления X; Угла сдвига фаз φ;

Микроконтроллерное управление и обработку информации;

Автоматическое отключение прибора от сети питания при появлении во внешней цепи падения напряжения, превышающего 20V, снижении напряжения меньше 180V, или превышении больше 245V;

Измеритель параметров цепи фаза-нуль ЦК0220 имеет:

Резистор ограничения тока 0,1 Ом;

Символьный дисплей с подсветкой;

Память до 10 результатов измерений (U, I, k.z, A, Z, R, X, Ф);

Питание от измеряемой сети; Класс защиты II по ГОСТ 26104;

Категорию монтажа II и степень загрязнения I по ГОСТ Р51350

Условия эксплуатации Измерителя параметров цепи фаза-нуль ЦК0220

По условиям эксплуатации и транспортирования прибор относится к группе 4 по ГОСТ 22261 (рабочий диапазон температур от минус 10 до плюс 40 °С и относительной влажности 90% при 30 °С.)

Прибор надежен, прост и безопасен в обращении, измерения могут производиться одним оператором.

Измеритель ЦК0220 разработан взамен приборов Щ41160 и ЭК0200.

Ссылка к новости: <http://www.omm.ru>

ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАЗЪЕМЫ MERLIN GERIN ОТ МФК ТЕХЭНЕРГО.

Одним из приоритетных направлений деятельности компании Schneider Electric является сотрудничество с электромонтажными организациями. Именно для монтажников предназначена новая гамма продукции - промышленные разъемы.

Промышленные разъемы (торговой марки Merlin Gering) применяются для прокладки временных сетей и организации подключения переносных потребителей. Новая гамма промышлен-



Одна из самых эффективных по степени автоматизации программ: при «ручном» расчете средний специалист затрачивает около пяти дней, опытный - три дня, программа просчитывает все режимы за считанные секунды. Данные по проводам и тросам хранятся в справочном файле, доступном для редактирования и дополнения.

Количество режимов, заложенных в программе для расчета избыточно, вплоть до +70 градусов (требования при переходах через железные дороги).

Приводятся исходные данные (для контроля), значения критических пролетов, напряжения и стрелы провеса для заданных значений пролетов и выбранных режимов.

Разработчик: ООО «ПроЭнергоСофт»

Сайт изготовителя: <http://aist.sibproject.ru>

LINETET 10

Программа LineNet 10 (рис. 3) предназначена для формирования и расчета параметров электрических сетей 6, 10, 20 кВ в нормальном и послеаварийных режимах.

В исходных данных комплекса можно хранить сведения о линиях района электрических сетей, с указанием всех связей между подстанциями с низким напряжением 6, 10, 20 кВ, режимов резервирования. Появляется возможность оперативно отслеживать изменения и возможности пропускной способности сетей, что удобно при выдаче технических условий на подключение новых потребителей.

Послеаварийные режимы могут быть рассчитаны с полным захватом резервируемой сети до головного выключателя или с частичным захватом резервируемой сети до секционирующего выключателя. Для расчета послеаварийных режимов задаются параметры участков резервирования, между взаиморезервируемыми фидерами. При взаимном резервировании нескольких фидеров в расчете может быть выбрано любое сочетание двух из них.

Потребители представлены ТП 6, 10/0.4 кВ, для которых указывается максимальная нагрузка и выбирается график нагрузки, соответствующий преимущественной загрузке ТП. Учитывается сезонность и характер нагрузки потребителей, сменность работы.

В результатах расчета имеются все необходимые данные для расчета релейной защиты с использованием или без использования секционирующих выключателей и выключателей с АВР.

Программа позволяет сохранять исходные данные по большому количеству узлов сети взаимосвязанных фидерами 6-20 кВ, рассматривать всевозможные послеаварийные режимы при взаиморезервировании нескольких фидеров.

Справочники проводов (кабелей) и трансформаторов открыты для дополнения и изменения.

Разработчик: ООО «ПроЭнергоСофт»

Сайт изготовителя: <http://aist.sibproject.ru>

«СИСТЕМА УЧЕТА И АНАЛИЗА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ПРЕДПРИЯТИЯ»

Программа «Система учета и анализа потребления энергоресурсов предприятия» (рис. 4) предназначена для:

- ✓ Обеспечения ежесуточного учета и анализа данных по расходу энергоресурсов.
- ✓ Выявления неэффективного расхода энергоресурсов.
- ✓ Контроля над соответствием фактических данных, нормативным.

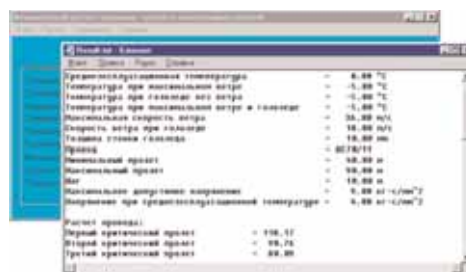


Рис. 2. LineMech

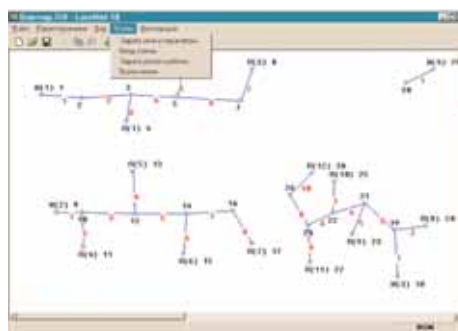


Рис. 3. LineNet 10

- ✓ Повышения достоверности учета.
- ✓ Объективной оценки работы персонала энергообъектов.
- ✓ Энергоаудита.
- ✓ Ежедневного просмотра затрат на энергоресурсы.

Основные модули:

Оценка энергоменеджмента на предприятии.

Применяется для определения состояния дел по энергоуправлению на предприятии. Прямыми ответами на вопросник заказчик сам оценивает себя и видит задачи по улучшению энергоменеджмента.

Метеосводка температуры наружного воздуха.

Используется как наглядная база данных среднесуточной температуры наружного воздуха. Имея, пять потоков температуры позволяет заказчику наглядно увидеть, где производится съем истинной температуры.

Ежедневная оценка и анализ затрат на энергоресурсы в течение месяца (за 28, 30, 31 день). [Основной модуль]

Обеспечивает обработку ежесуточных данных о потреблении энергоресурсов энергообъектов, анализ работы объектов и вывод результатов в виде графических форм. (Прилагаются листы ввода данных по котельной и предприятию или отдельному производству).

Результат: Визуальный просмотр учета и анализа расхода энергоресурсов в объемном и денежном отношении за каждые сутки месяца, сравнение с планом. Оценка работы персонала энергообъектов.

Оценка и анализ затрат на энергоресурсы в течение года.

На основе информации основных модулей «Системы» обеспечивает обработку ежемесячных данных энергообъектов, анализ их работы и вывод результатов в виде графических форм.

Результат: Визуальный просмотр и анализ расхода энергоресурсов в объемном и денежном отношении за год, сравнение с планом, учет удельных расходов энергоресурсов.

Оценка и анализ работы смен энергоснабжающей организации.

На основе информации основных модулей «Системы» обеспечивает учет, сравнительный анализ работы персонала энергообъектов и вывод результатов в виде графических форм.

Обучение работе и рекомендации заказчику.

Обучение работы системы заказчика проводится на основе его реальных данных непосредственно разработчиком «Системы» или его дилерами.

Разработчик: ООО Техно-Ас

Сайт изготовителя: www.technoac.ru

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ»

Данный программный комплекс предназначен для расчета сельскохозяйственных сетей ВВ и НВ и расчета электроснабжения сельскохозяйственных потребителей (рис. 5).

Программа позволяет произвести расчет высоковольтных сельскохозяйственных сетей с трансформаторными подстанциями и соответственно с их потребителями, а так же представлен расчет низковольтной сети трансформаторной подстанции с низковольтными потребителями.

Версия программы от 02.12.05 рекомендуется для внедрения в учебный процесс на факультетах электрификации и автоматизации, а так же на любых других, имеющих дисциплину «Электроснабжение».

Разработчик: Коноплёв Евгений Викторович

Сайт изготовителя: <http://elsnabgenie.narod.ru>



Рис. 4. Системы учета и анализа потребления энергоресурсов

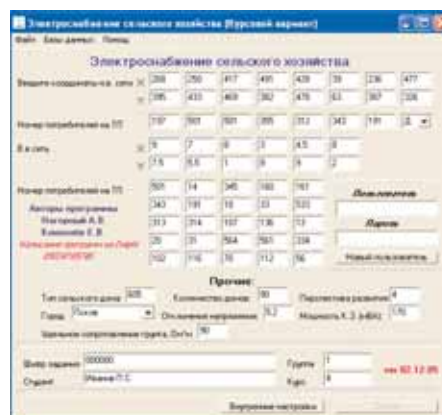


Рис. 5. Электроснабжение сельскохозяйственных потребителей

ФУНКЦИИ И ЗАДАЧИ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭНЕРГЕТИКА В США

На вопросы АСЭМ отвечает компания «Джонсон контролс»

Каковы функции и задачи главного энергетика предприятия в Соединенных Штатах?

Цель управления потреблением энергии на промышленном предприятии заключается в том, чтобы обеспечить минимальное потребление энергий при поддержании качества продукции на уровне, соответствующем требованиям рынка, а также в создании безопасных и удобных условий работы персонала.

В функции главного энергетика входит определение задач, которые нужно решить для достижения этой цели, а также планирование, организация, руководство и выполнение мероприятий, намеченных для решения этих задач, при постоянном контроле результатов работы.

Хотя при решении поставленных задач служба главного энергетика обычно сосредотачивается на количественных показателях, стоимости и результатах экономии энергии, она не ограничивается этими показателями, которые, к тому же, могут быть различными в зависимости от отрасли, местонахождения предприятия и конкретной ситуации. Примерами изменений, которые могут повлиять на планирова-

ние потребления энергии, являются начало выпуска новой продукции, сооружение новой промышленной установки или перемещение отдела предприятия, то есть те изменения, которые на автомобильном заводе, к примеру, происходят регулярно, если не постоянно.

Существует по меньшей мере две важнейшие причины, которые заставляют нас серьезно относиться к потреблению энергии.

Во-первых, это соответствует интересам всего общества, так как в основном мы потребляем энергию из невозобновляемых источников.

Во-вторых, поскольку в системе свободного предпринимательства основной целью предприятия является получение прибыли, а экономия расходов на энергию непосредственно снижает себестоимость производства, очевидно, что уменьшение этих расходов в интересах каждого.

По этим причинам, а также учитывая тот факт, что потребление энергии оказывает влияние на все аспекты экологических и производственных процессов, главный энергетик предприятия должен занимать в системе управления такое место, где он непосредственно участвует в принятии финансовых

решений, а также контролирует процесс снижения потребления энергии.

Как осуществляется финансирование мероприятий по экономии энергии на промышленных предприятиях США?

Затраты на модернизацию оборудования, направленные на экономию энергии, на промышленном предприятии относят, как правило, на статью капитальных затрат, а затраты на осуществление проектов, срок окупаемости которых оценивается в один год или менее, относятся на статью эксплуатационных затрат или затрат на техническое обслуживание.

Какова доля энергетических расходов в общей себестоимости производства крупного автомобильного предприятия?

Поскольку крупные автомобильные предприятия покупают от 50 до 75 процентов сборочных узлов автомобилей на стороне, вычислить долю энергетических расходов в общей производственной себестоимости непросто. Однако если принять, что доля этих расходов остается постоянной независимо от того, где изготовлена конкретная деталь или весь автомобиль, то некоторая информация имеется.

Согласно данным, полученным в результате исследования потребления энергии промышленными предприятиями в 1988 г. и опубликованным Управлением энергетической информации Министерства энергетики США в 1991 г., предприятия отрасли производства транспортного оборудования израсходовали по всей стране 370 трлн. кДж, из которых 36% приходилось на электроэнергию, поступившую извне, а остальное — на органическое топливо. Этот уровень потребления соответствовал в 1988 г. примерно 1055 кДж на каждый доллар стоимости собранного и готового к отправке автомобиля, т.е. 21,1 млн. кДж на каждый автомобиль стоимостью 20 тыс. долл. При стоимости первичной энергии 9,48 долл. за кДж это составляет 200 долл. прямых энергетических расходов на каждый собранный автомобиль (это примерно 1-2% от себестоимости автомобиля, что заметно ниже чем в России, где стоимость энергии в себестоимости автомобиля достигает 12-18% (прим. редактора)). Эта цена, однако, не включает косвенных расходов на энергию, потребленную в процессе производства и транспортировки металла, резины, пластмасс и других исходных материалов, которые, несомненно, представляют собой значительную добавочную часть энергетических расходов.

Как строятся взаимоотношения между крупным промышленным предприятием и поставщиком электроэнергии в США?

Хотя раньше эти взаимоотношения строились таким образом, что крупное промышленное предприятие было всего лишь одним из потребителей местного поставщика электроэнергии, пускай даже и важным потребителем, в настоящее время это уже не всегда так. Предприятие становится иногда своего рода помощником поставщика электроэнергии. Имея возможность производить дополнительную энергию своими собственными средствами для производственных целей, промышленный потребитель способен теперь облегчить нагрузку на поставщика электроэнергии, когда спрос в системе приближается к пределу его возможностей, или даже оказать помощь поставщику, отдавая свою электроэнергию в систему.

По мере сокращения государственного регулирования отрасли производства энергии, происходит все большее размывание монопольной роли местного поставщика электроэнергии. Это происходит сейчас и, по-видимому, будет продолжаться в будущем, так как, имея в своем распоряжении достаточную производственную базу и достаточные энергетические ресурсы, промышленное предприятие будет стремиться к тому, чтобы стать независимым производителем электроэнергии, приобретая, таким образом, статус прямого конкурента ее поставщика.

Каким образом и как часто в США проводятся проверки потребления энергии?

Проверка потребления энергии в США — это логичное мероприятие, которое вероятно, не отличается от проверок, проводимых в других странах, и проводится в виде следующих работ, выполняемых в организованном порядке с целью определить наиболее экономичные пути экономии энергии:

- * проверка/исследование потребления энергии проводится с целью сбора данных, их проверки у потребителя и определения показателей потребления энергии предприятием и технологическими процессами, а также выявления потенциальных возможностей экономии энергии;
- * анализ потребления энергии проводится с целью разработки альтернативных решений и получения количественных показателей различных способов экономии энергии;
- * финансовый анализ проводится с целью расчета стоимости проекта, получения количественных



результатов экономии энергии и определения порядка финансирования.

На основе результатов и рекомендаций анализа принимаются решения о капиталовложениях, после чего выполняются следующие работы:

- * модернизация или модификация оборудования;
- * ввод оборудования в эксплуатацию в виде хорошо интегрированной и понятной для обслуживающего персонала системы;
- * контроль результатов по сравнению с ранее намеченными основными показателями с целью проверки достижения требуемых рабочих характеристик системы.

По нашим данным, общепринятых правил в отношении частоты такого рода проверок не установлено. Однако план предприятия, направленный на достижение успеха, должен обязательно включать постоянный контроль потребления энергии, слежение за развитием техники и учет новых возможностей экономии энергии, предоставляемых последними техническими достижениями.

Какую роль играют компьютеры в управлении потреблением энергии и повышении энергетической эффективности предприятия?

Компьютеры применяются для управления техническими процессами, измерения рабочих характеристик и контроля получаемых результатов. С их помощью можно накапливать большие объемы данных и преобразовывать их в значимую и полезную информацию, которую можно использовать для принятия реальных решений. Все это делается с целью

добиться максимально эффективного использования энергии, при этом продукция выходит с высоким качеством.

Какое обучение проходит персонал службы главного энергетика?

В Соединенных Штатах обучение персонала служб главного энергетика предприятий проводят следующие организации:

- * сами промышленные предприятия;
- * профессиональные ассоциации, проводящие и обучение, и сертификацию персонала;
- * независимые консультанты путем проведения семинаров;
- * университеты, имеющие специальные программы.

Какое влияние оказывает на деятельность энергетических служб предприятий местное и федеральное законодательство, регулирующее использование энергии?

Ни местное, ни федеральное законодательство не являются главными факторами, определяющими потребление энергии промышленными предприятиями. Большее значение имеют факторы снижения себестоимости и качества продукции.

Законодательство полезно тогда, когда оно устраняет юридические барьеры на пути применения добротных и разумных методов управления потреблением энергии или способствует проведению какой-либо конкретной акции в масштабах всей отрасли.

ленных разъемов, производимая на заводе компании в Италии, включает в себя полную номенклатуру изделий. Промышленные разъемы сертифицированы в России.

На первый взгляд все промышленные разъемы схожи, и трудно предложить потребителю что-то новое. Однако с данной продукцией это удалось. Было применено новаторское техническое решение - быстрозажимные клеммы. Такие клеммы позволяют подключать кабель без зачистки изоляции. Это технология и ряд других решений обеспечивают существенные преимущества при их использовании.

Полная номенклатура промышленных разъемов включает следующие исполнения:

- Номинальный ток: 16, 32, 63 и 125 А;
- Номинальное напряжение: 220 и 380 В;
- Количество штырьков: 3, 4 и 5;
- Исполнение: кабельное, настенное и для скрытой проводки;
- Степень пылевлагозащиты: IP44 и IP67;
- Клеммы: винтовые и быстрозажимные.

Кроме того, в предложении Schneider Electric появилось исполнение щитков Kaedra с возможностью установки промышленных разъемов.

Таким образом, благодаря новаторским техническим решениям, промышленные разъемы производства Schneider Electric максимально удовлетворяют требованиям монтажных и эксплуатирующих организаций.

Schneider Electric

НОВЫЙ РАЗМЕР КАБЕЛЬ-КАНАЛА

Компания «ИНТЕРЭЛЕКТРОКОМПЛЕКТ» выпустила новый типоразмер кабель-канала 40/2x16 «ЭЛЕКОР». Новинка имеет перегородку, которая позволяет прокладывать внутри кабель-канала разные типы проводки, в том числе силовую и слаботочную. Новый типоразмер, как и другие кабель-каналы «ЭЛЕКОР», имеет двойной замок для плотного соединения крышки с основанием кабель канала.

Стоит отметить, что большинство отечественных производителей вы-



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ СХЕМ

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии относится к одной из наиболее эффективных технологий рационального потребления энергии, поскольку предлагает наиболее полное ее использование.

На объектах, оснащенных паровыми котельными, предлагается использование энергии пара для выработки электроэнергии с применением паровых турбин производства ОАО «Калужский турбинный завод». В зависимости от технологических потребностей предприятия в электро- и тепловой энергии могут быть использованы различные типы турбин.

ТУРБИНЫ КОНДЕНСАЦИОННЫЕ С РЕГУЛИРУЕМЫМИ ОТБОРАМИ.

Предназначены для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Отличаются многорежимностью, маневренностью, приспособляемостью к колебаниям потребности в паре и электроэнергии. Могут работать как с полностью открытыми отборами пара, так и с полностью закрытыми, т.е. в чисто конденсационном режиме. Укомплектованы регенеративными и конденсационными устройствами, а также всем остальным необходимым вспомогательным оборудованием.

| | |
|--|----------------|
| Номинальная мощность | 6000-35000 кВт |
| Абсолютное давление свежего пара | 1,1-9,3 МПа |
| Температура свежего пара | 260-540°C |
| Давление в регулируемых отборах | |
| - производственным | 0,4-1,3 МПа |
| - отопительном | 0,07-0,25 МПа |
| Номинальное абсолютное давление пара за турбиной | 3,5-9,1 кПа |

ТУРБИНЫ С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ И ОТБОРОМ

Предназначены для непосредственного привода электрогенератора переменного тока и одновременного снабжения потребителей паром и тепловой энергией. Спроектированные с различной комбинацией величины противодавлений позволяют в наибольшей степени удовлетворять запросы потребителя.

| | |
|--|----------------|
| Номинальная мощность | 1430-25000 кВт |
| Абсолютное давление свежего пара | 1,85-9,33 МПа |
| Температура свежего пара | 370-540°C |
| Номинальное абсолютное давление пара за турбиной | 0,07-3,25 МПа |

ТУРБИНЫ С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ И ОТБОРОМ

Широко применяются на предприятиях, где наряду с производством электроэнергии требуется подача пара определенных параметров для производственных и теплофикационных нужд.

| | |
|-------------------------------------|----------------|
| Номинальная мощность | 2500-12000 кВт |
| Абсолютное давление свежего пара | 1,2-9,3 МПа |
| Температура свежего пара | 290-540°C |
| Давление пара за турбиной | 0,07-0,9 МПа |
| Давление пара в регулируемом отборе | 0,4-1,75 МПа |

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ БЛОЧНЫЕ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Конструктивно турбогенераторные установки выполнены в виде компактных блоков 100% заводской готовности.



В состав установки входят противодавленческая или конденсационная турбина, электрогенератор, редуктор и вспомогательное оборудование, размещенное на общей раме, могут поставяться в комплекте с бойлером для подогрева сетевой воды.

Газопоршневые установки для комбинированного производства электроэнергии и тепла

Применяются на предприятиях с малым и средним электро- и теплопотреблением. Тепловая мощность газопоршневых двигателей (тепло охлаждения водяных рубашек и тепло-выхлопных газов) с помощью утилизационных модулей может быть использована для нужд отопления, горячего водоснабжения а также для производства пара.

Газопоршневые электроустановки выпускаются с единичной мощностью от 100 до 9000 кВт. Основное топливо – природный газ, существуют технологии, позволяющие использовать в качестве топлива газ, являющийся побочным продуктом производства (биогаз. Коксовый газ, газ из органических отходов).

Эффективность использования топлива в энергетических установках с утилизацией тепла достигает 90%, что позволяет получать электроэнергию и тепло по низкой себестоимости.

ПАРОГАЗОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

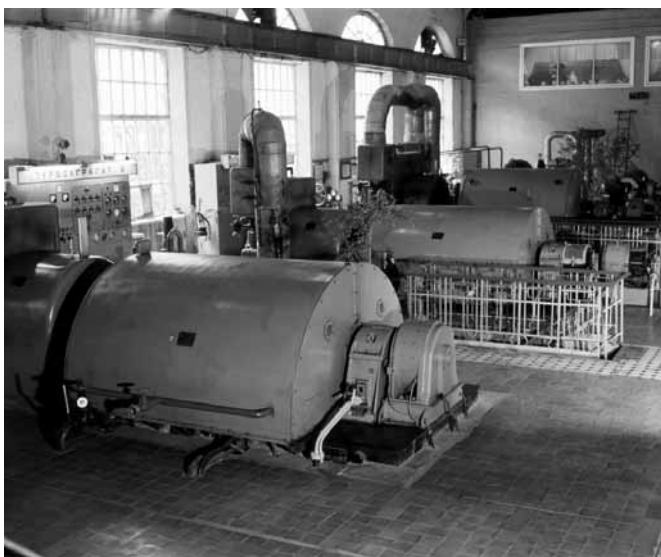
Данные системы включают в себя газовую и паровую турбину. Объединение двух циклов (газ-пар) позволяет значительно повысить эффективность производства электроэнергии, поскольку тепло уходящих газов после газовой турбины утилизируется в паровом котле, пар от которого поступает на паровую турбину. Система является экономически оправданной при общей мощности комплекса свыше 10 МВт.

В структурной схеме парогазовых установок предлагаются когенерационные установки. выпускаемые ГП НПКГ «Зоря – Машпроект», предназначенные для совместной выработки электрической и тепловой энергии в виде пара и горячей воды.

В состав когенерационной установки газотурбогенератора (газотурбинный двигатель и электрогенератор) входит утилизационная котельная установка. Утилизационный котел может быть паровым или паровым с водяным подогревателем сетевой воды.

Единичная электрическая мощность когенерационных установок от 2,5 до 25 МВт.

При использовании пара, вырабатываемого котлами –утилизаторами в паровых турбинах общая электрическая мощность парогазовых установок будет от 4,7 до 31,5 МВ.



пускают аналогичную продукцию с одинарным замком. Конструкция двойного замка «ЭЛЕКОР» позволяет использовать до 100% внутреннего пространства кабель-канала (у одинарных замков - до 70%). Отличительная особенность конструктивных решений кабель-каналов «ЭЛЕКОР» - плотное закрытие, повышающее жесткость всей конструкции в сборе и обеспечивающее защиту кабеля, находящегося внутри, от механических и прочих повреждений. Конструктивная особенность замка кабель-канала «ЭЛЕКОР» также гарантирует его многократное открытие и закрытие без деформации, что значительно увеличивает срок его службы.

Компания

«ИНТЕРЭЛЕКТРОКОМПЛЕКТ»

КОНТАКТОРЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ СЕРИИ КТЭ

Электротехническая компания Флавир начала выпуск контакторов электромагнитных серии КТЭ. Контактторы предназначены для применения в стационарных установках для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети, реверсирования и остановки трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором в электрических сетях с номинальным напряжением до 1000В переменного тока частотой 50 Гц и номинальным рабочим током 115 – 630 А.

При наличии тепловых реле контакторы осуществляют защиту управляемых электродвигателей от перегрузок недопустимой продолжительности и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз. Выпускаются в 2х модификациях: 1) нереверсивные (одиночные), 2) реверсивные (двойные) с устройством механической и электрической блокировки, компактно собранные на общей платформе, для облегчения электромеханического монтажа.

Компания Флавир



1. Каковы основные преимущества синхронных двигателей перед асинхронными?

Основными преимуществами синхронных двигателей перед асинхронными являются:

- способность компенсировать реактивную мощность с меньшими затратами, чем у асинхронных двигателей в сочетании с конденсаторной батареей; это относится к синхронным двигателям с $\cos\varphi \geq 0,9$;
- большая перегрузочная способность и устойчивость благодаря применению автоматического регулирования возбуждения с форсировкой возбуждения при снижении напряжения в сети ниже 85%;
- более высокий КПД, чем у асинхронных двигателей, поэтому меньшие потери активной мощности;
- меньшая зависимость от отклонений напряжения;
- более высокая производительность электропривода, поскольку скорость синхронного двигателя не зависит от нагрузки.

2. Какие достоинства и недостатки имеют приводы постоянного тока, применяемые при необходимости плавного изменения скорости в широком диапазоне?

Для плавного изменения скорости в широком диапазоне применяют в основном приводы постоянного тока, а в последнее время – частотный асинхронный привод. Система электроснабжения и удельная стоимость электроэнергии на постоянном токе выше, чем на переменном. Дело в том, что преобразование электрической энергии переменного тока в постоянный для соответствующих электроприемников требует капитальных затрат на установку преобразовательных агрегатов и аппаратуры управления, на строительство помещений для них, а также эксплуатационных расходов на их обслуживание и на потери электроэнергии. Двигатели постоянного тока стоят дороже, чем асинхронные или синхронные двигатели. Однако, регулируемые приводы постоянного тока технологически эффективны для случаев, когда требуется быстрое изменение частоты вращения или реверсирование двигателя. Для питания двигателей постоянного тока на промышленных предприятиях предусмотрены преобразовательные установки.

3. Для каких целей применяют установки электростатического поля?

Установки электростатического поля применяют для создания направленного движения капель при выполнении, например, электроокраски, для улавливания твердых взвешенных частиц в газе с помощью электрофильтров (например, для очистки дымовых газов), для разделения смесей жидкости и газа, различающихся по размерам и электропроводности. Питание установок электрополя производится от сети напряжением 0,4 кВ, внутри установки напряжение повышается. Мощность установки составляет сотни киловатт.

4. Существуют ли практические рекомендации по выбору рационального напряжения $U_{\text{рац}}$ и в чем они заключаются?

Да, существуют и заключаются они в следующем:

- 1 При мощности электроприемников (ЭП) напряжением 6 кВ менее 10–15% от суммарной расчетной мощности предприятия принимают $U_{\text{рац}} = 10$ кВ, а ЭП напряжением 6 кВ запитывают от понижающих трансформаторов 10/6 кВ.
- 2 При числе ЭП менее 4–6 применяют блочные съемы: понижающий трансформатор 10/6 кВ – электроприемник.
- 3 При мощности ЭП напряжением 6 кВ около 40–50% от суммарной расчетной мощности предприятия применяют $U_{\text{рац}} = 6$ кВ.
- 4 При числе ЭП более 6, как правило, сооружают РУ напряжением 6 кВ, которое запитывают от трансформаторов 10/6 кВ соответствующей мощности, устанавливаемых на предприятии.
- 5 При напряжении 660 В, принятом в низковольтных сетях предприятия, предпочтительным в высоковольтных сетях обычно оказывается напряжение 10 кВ, так как электродвигатели мощностью до 600 кВ могут быть запитаны на напряжении 660 В.
- 6 Если в районе одной из подстанций пятого уровня (шины ГПП, ПГВ, опорной подстанции района) высоковольтная мощность 6 кВ составляет около 50%, то для распределения электроэнергии можно применить одновременно напряжения 6 и 10 кВ. На ГПП в этом случае предусматривают установку понижающих трансформато-

ров с расщепленными обмотками на напряжения 6 и 10 кВ или трехобмоточных трансформаторов 110/10/6 кВ.

5. Какие основные преимущества схем с групповыми реакторами?

Основные преимущества схем с групповыми реакторами заключаются в следующем:

- ❖ уменьшается ток подпитки КЗ от синхронных и асинхронных электродвигателей;
- ❖ повышается остаточное напряжение на сборных шинах при КЗ на отходящих линиях за реакторами;
- ❖ при наличии электроприемников, ухудшающих качество электроэнергии в питающей их сети (вентильных, сварочных, с резкопеременными графиками нагрузки и др.), их отрицательное влияние меньше сказывается на качестве электроэнергии на сборных шинах подстанции.

6. Можно ли для потребителей II-ой категории надежности применять однострансформаторные подстанции?

Можно, но для этого необходимо исходить из следующего. В соответствии с общей тенденцией повышения надежности электроснабжения стремятся устанавливать двухтрансформаторные подстанции для обеспечения всех потребителей как потребителей I-ой категории. При установке однострансформаторных подстанций их можно закольцевать на стороне 0,4 кВ, например, соединить магистралями или кабельными перемычками. Это обеспечивает сохранение электроснабжения при отключении любого трансформатора и возможность загрузки каждого из них до номинального значения, считая за расчетную нагрузку не максимум P_{\max} , а среднюю $P_{\text{ср}}$.

Цеховые трансформаторы часто выбирают без технико-электрических расчетов, используя коэффициенты загрузки трансформаторов и расчетную нагрузку цеха. Для однострансформаторных подстанций при наличии взаимного резервирования по перемычкам с другими подстанциями на вторичном напряжении мощность трансформатора выбирают с учетом резервирования. Причем, при преобладании нагрузок II-ой категории принимают коэффициент загрузки $K_z = 0,7-0,8$, а при нагрузках III-ей категории $K_z = 1$.

В настоящее время подход к выбору трансформаторов изменился. Дело в том, что трансформаторы, включая вторичную сторону, выбирают в соответствии с интересами инвестора, т. е. исходя из индивидуальных требований. Чаще сооружают однострансформаторные подстанции, так как второй трансформатор не обеспечивает надежность, требуемую инвестором, и устанавливают независимый генерируемый источник электроэнергии, обеспечивающий минимум электропотребления. Мощность трансформатора определяют с учетом перспективы на срок службы трансформатора для стационарных (долговременных) объектов и 100%-ой загрузкой для недолговечных (типа ларька).

7. В каких случаях рекомендуется включать цеховые трансформаторы на параллельную работу и что это дает?

Обычно на двухтрансформаторных цеховых подстанциях трансформаторы работают отдельно, и применяется одиночная секционированная система шин. АВР использу-

ется, как правило, на стороне низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций (ТП) и считается обязательным при наличии электроприемников I-ой категории и значительной длине питающей линии от источника питания.

Кроме указанных выше рекомендаций, на цеховых ТП трансформаторы можно включать на параллельную работу, что обеспечивает пуск и самозапуск крупных электродвигателей, снижение колебаний напряжения при питании электроприемников с резкопеременной или ударной нагрузкой (например, в сварочных цехах).

Считается, что включение цеховых трансформаторов на параллельную работу, является одним из способов снижения уровней электромагнитных помех в электрических сетях напряжением до 1 кв. Это не требует значительных затрат, позволяет выравнивать суммарные графики нагрузки, повышать загрузку трансформаторов при уменьшении их числа по сравнению со схемой раздельной работы, уменьшать число переключений регулируемых конденсаторных установок 0,4 кВ, обеспечивать более высокую чувствительность и надежность срабатывания релейных защит, а также снижать колебания, несимметрию, несинусоидальность и провалы напряжения в цеховых электрических сетях.

В настоящее время известны две группы схем параллельной работы цеховых трансформаторов, позволяющих улучшить показатели качества электроэнергии в цеховых электрических сетях, в том числе снизить провалы напряжения:

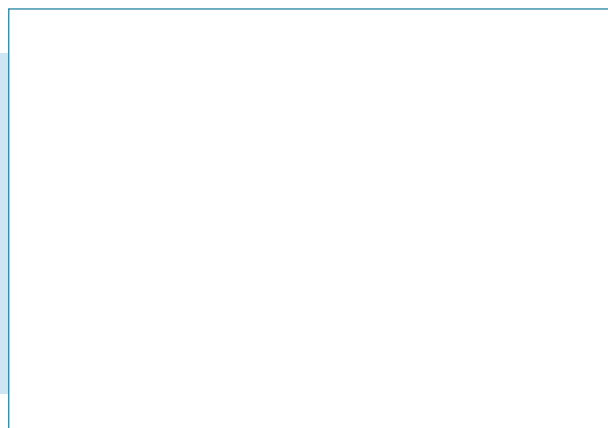
- ❖ схемы параллельной работы цеховых трансформаторов, питающихся от одного источника;
- ❖ схемы параллельной работы цеховых трансформаторов, питающихся от разных источников.

К настоящему времени известно, что число параллельно включаемых цеховых трансформаторов (выше которого увеличение токов КЗ практически не происходит) составляет 7–10. Причем, элементы сети напряжением до 1 кВ устойчивы к воздействию токов КЗ, поэтому цеховые трансформаторы можно включать на параллельную работу практически всегда.

8. Когда не требуется выбирать сечения проводников по экономической плотности тока?

Нормированные значения сечений проводников по нагреву и по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ определяются ПУЭ. По экономической плотности тока не выбирают:

- ❖ сети промышленных предприятий и сооружений до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\max} \leq 4000-5000$ ч;
- ❖ ответвления к отдельным электроприемникам и пуско-регулирующим элементам напряжением до 1 кВ;
- ❖ осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- ❖ сборные шины и ошиновка ОРУ и ЗРУ всех напряжений;
- ❖ сети временных сооружений;
- ❖ сети устройств со сроком службы 3–5 лет.



УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

ПРИНЯТОЕ УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ СОСТОИТ ИЗ ЦИФР И БУКВ

Первые две цифры обозначают тип арматуры:

| Условное обозначение | Тип арматуры | Условное обозначение | Тип арматуры |
|----------------------|--------------------------------------|----------------------|--------------------------|
| 10 | Кран (пробно-спускной) | 20 | Клапан перепускной |
| 11 | Кран (для трубопровода) | 18, 21 | Регулятор давления |
| 12 | Запорное устройство указателя уровня | 23 | Клапан распределительный |
| 13, 14, 15 | Клапан (вентиль) запорный | 25, 26 | Клапан регулирующий |
| 22, 24 | Клапан отсечной | 27 | Клапан смесительный |
| 16 | Клапан обратный (подъемный и | | Задвижка |

Буква за ним – материал корпуса:

| Условное обозначение | Материал корпуса | Условное обозначение | Материал корпуса |
|----------------------|---------------------|----------------------|------------------|
| с | Углеродистая сталь | а | Алюминий |
| лс | Легированная сталь | мн | Монель-металл |
| нж | Нержавеющая сталь | п | Пластмасса |
| ч | Серый чугун | вн | Винилпласт |
| кч | Ковкий чугун | к | Фарфор |
| вч | Высокопрочный чугун | тн | Титановый сплав |
| б | Латунь, бронза | ск | Стекло |

Одна или две цифры после букв - номер модели, при наличии трех цифр: первая обозначает вид привода, а две следующие номер модели:

| Условное обозначение | Привод | Условное обозначение | Привод |
|----------------------|--|----------------------|----------------------|
| 0 | Под дистанционное управление | 7 | Гидравлический |
| 3 | Механический с червячной передачей | 6(7) | Пневмогидравлический |
| 4 | Механический с цилиндрической зубчатой передачей | 8 | Электромагнитный |
| 5 | Механический с конической передачей | 9 | Электрический |
| 6 | Пневматический | | |

Последние буквы - материал уплотнительных поверхностей:

| Условное обозначение | Материал уплотнительных поверхностей | Условное обозначение | Материал уплотнительных поверхностей |
|----------------------|--------------------------------------|----------------------|--------------------------------------|
| бр | Латунь, бронза | ср | Сормайт |
| мн | Монель-металл | к | Кожа |
| нж | Нержавеющая сталь | э | Эбонит |
| нт | Нитрированная сталь | р | Резина |
| бт | Баббит | п | Пластмасса |
| ст | Стеллит | вп | Винилпласт |

Последние буквы могут также обозначать способ нанесения внутреннего покрытия корпуса:

| Условное обозначение | Способ нанесения внутреннего покрытия | Условное обозначение | Способ нанесения внутреннего покрытия |
|----------------------|---------------------------------------|----------------------|---------------------------------------|
| гм | Гумирование | п | Футерование пластмассой |
| эм | Эмалирование | | |
| ев | Свинцевание | н | Футерование найритом |

Пример:





КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

ЭЛЕКТРО - 2006

15-я Международная выставка электрооборудования для энергетики, электротехники и электроники в промышленности и народном хозяйстве, бытовой электротехники, энерго- и ресурсосберегающих технологий

Дата проведения: 05.06.2006-09.06.2006
Москва. Экспоцентр.

Основные тематические разделы:

Электрооборудование для производства и передачи электроэнергии: атомная энергетика, гидроэнергетика, электроэнергетика с использованием твердого, жидкого, газообразного топлива, ветровая, солнечная энергетика; газовые и паровые турбины, коммутационное оборудование, устройства компенсации реактивной мощности и ограничители напряжения

Электрооборудование для железных дорог и пригородного сообщения, городского электротранспорта

Электрооборудование для добывающих отраслей промышленности, металлургии, автомобильного и сельскохозяйственного машиностроения, пищевой, легкой и текстильной промышленности и других отраслей

Промышленные печи и промышленные нагревательные устройства; электросварочное оборудование

Кабели, провода, электрокерамические изделия

Светотехническое оборудование (в т.ч. светильники, лампы накаливания, люминесцентные, галогенные и др.), низковольтная электроустановочная аппаратура (щитки, выключатели, розетки)

Силовые полупроводниковые приборы, преобразователи

Электрические машины и аппараты, электроприводы, электроагрегаты, аккумуляторы

Трансформаторы, высоковольтное оборудование

Электрооборудование для возобновляемых и автономных источников энергии

Оборудование для энергосбережения: электросберегающие преобразовательные устройства

Материалы для производства электротехнических изделий

Оборудование для производства и испытания электрических машин и аппаратов; изоляционных, проводниковых, магнитных, полупроводниковых материалов; кабелей и проводов; источников тока и света; электроугольных изделий, печатных плат, гибридных интегральных схем; силовых полупроводниковых приборов; технологической оснастки и инструментов

Бытовые электротехнические изделия

Научно-техническая литература

ENELEXPO-2006

Международная специализированная выставка отраслей электротехники и электроэнергетики

19.09.2006-21.09.2006 Москва КВЦ «Сокольники».

Организаторы:

ЗАО МВК

Академия электротехнических наук РФ

ОАО «ВНИИКП»

Основные тематические разделы:

Электроэнергетические технологии и оборудование

Электрические машины, приборы, аппараты

Электротехнические системы и устройства

в горнометаллургической промышленности

в нефтегазовой и химической промышленности

в строительстве, городском и коммунальном хозяйствах

Нетрадиционная и малая энергетика

Средства передачи и распределения электроэнергии

Электроприводы, системы управления
 Силовая и информационная электроника
 Электротехника и электроника в медицине
 Высоковольтная электротехническая и электронная аппаратура
 Вычислительная техника и программное обеспечение
 Телекоммуникационные и информационные сети и системы
 Приборостроение, в т.ч. приборы контроля, технической диагностики и регулирования, приборы точной электромеханики, экологического контроля
 Гидроакустическая техника
 Электромагнитная совместимость
 Светотехническое электрооборудование
 Тяговое, подъемно-транспортное оборудование
 Электротермическое и электросварочное оборудование
 Сверхпроводящие устройства
 Энергосберегающие технологии
 Электротехническое оборудование для утилизации отходов
 Альтернативные источники электроэнергии
 Электрические кабели и провода
 Электротехнические и электроизоляционные материалы
 Инструмент для электромонтажа
 Источники тока широкого применения
 Ремонт и модернизация промышленного электрооборудования
 Средства защиты
 Стандартизация и сертификация в электротехнике

РСВЕХРО - 2006

5-й Международный Форум

02.10.2006-05.10.2006

Москва, КВЦ «Сокольники».

В рамках форума будут проходить международные специализированные выставки:

Насосы

Компрессорная техника. Пневматика. Пневмоинструмент

Арматура

Приводы и двигатели

Организаторы:

Международная выставочная компания MVK

Российская Ассоциация производителей насосов

Ассоциация компрессорщиков и пневматиков

Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей

АРМАТУРА - 2006

Международная специализированная выставка

02.10.2006-02.10.2006 Москва

Организатор: МВК (до 2003 года КВЦ Сокольники)

Выставка проходит в рамках международного форума «Рсвехро».

Основные тематические разделы:

Промышленная трубопроводная арматура:

Арматура для энергетики

Криогенная арматура

Арматура для нефтегазового комплекса

Арматура для химически агрессивных сред

Арматура для водоснабжения и канализации

Арматура для строительства

Арматура для металлургии

Судовая арматура

Арматура для целлюлозно-бумажной промышленности

Фитинги. Приводы для арматуры. Уплотнительные и прокладочные материалы и элементы

Санитарно-техническая арматура:

Арматура для жилищно-коммунальных систем

Арматура для ванных комнат и др. помещений

Арматура систем водоснабжения и канализации

Арматура теплоснабжения и кондиционирования воздуха

ха

Арматура для систем газоснабжения

Арматура для лабораторных и медицинских приборов

Арматура сельскохозяйственного назначения

Санитарно-технические фитинги

Строительная арматура:

Арматура для систем водоснабжения зданий

Арматура и регуляторы для теплоснабжения, кондиционирования воздуха; и вентиляции

Арматура для газа

Арматура для энергетики (ТЭЦ, ГРЭС, АЭС)

Пожарная арматура и фитинги

Арматура для резервуаров и цистерн

КОМПРЕССОРНАЯ ТЕХНИКА. ПНЕВМАТИКА. ПНЕВМОИНСТРУМЕНТ-2006

Международная специализированная выставка

02.10.2006-05.10.2006 Москва

Организатор: МВК (до 2003 года КВЦ Сокольники)

Выставка проходит в рамках международного форума «Рсвехро».

Основные тематические разделы:

Компрессоры

для добычи, транспортировки и переработки газа

для добычи и переработки нефти

для металлургического производства

для производства полимерных материалов и бумажной промышленности

для производства удобрений

для горнодобывающей промышленности

для пневматических установок

для холодильной техники и систем кондиционирования

передвижные и переносные компрессорные станции

автомобильные

для систем вентиляции и климатизации зданий

ВЫСТАВКИ

Вспомогательные и специальные системы и оборудование

системы автоматизации, мониторинга и диагностики
пневматические системы, оборудование и инструмент
уплотнительная техника

Пневмоинструмент

НАСОСЫ - 2006

Международная специализированная выставка

02.10.2006-05.10.2006 Москва

Организатор: МВК (до 2003 года КВЦ Сокольники)

Выставка проходит в рамках международного форума «Рсвехро».

Основные тематические разделы:

Насосы промышленные

центробежные для водо- и тепло снабжения

скважинные для водоподъема

центробежные и осевые для мелиорации и ирригации

центробежные и свободновихревые для сточных жидкостей

центробежные для транспортировки, переработки нефти

энергетические для тепловых атомных станций

судовые, морские

дренажные и бетононасосы

химические

процессные: насосы-дробилки, насосы-мешалки

пищевые: насосы-агрегаты, насосы-сепараторы, -дис-

пергаторы, -деэмульгаторы

грунтовые, песковые, шламовые

центробежные для бумажной массы

вакуумные насосы

поршневые, плунжерные, коловратные

винтовые, шестеренные, диафрагменные, перистальтические

Бытовые насосы и насосные установки; уплотнительная техника и магнитный привод

насосные агрегаты, системы, станции

шланги, рукава, соединения

контрольно-измерительные приборы

вспомогательное оборудование, материалы

оборудование и материалы для изготовления, испытаний, ремонта

проектирование, монтаж, пуско-наладка, эксплуатация и сервисное обслуживание

ПРИВОДЫ И ДВИГАТЕЛИ - 2006

Международная специализированная выставка

02.10.2006-02.10.2006 Москва

Организатор: МВК (до 2003 года КВЦ Сокольники)

Выставка проходит в рамках международного форума «Рсвехро».

Основные тематические разделы:

Комплексные электроприводы

Электродвигатели

Гидроприводы и их элементы

Пневмоприводы

Спецприводы

Мотор-редукторы

Редукторы

Муфты

Тормоза

Подшипники

Приводные ремни

Цепи уплотнения

Масла и смазочные материалы

Системы управления и регулирования

Контрольно-измерительные приборы

РОССИЙСКАЯ НЕДЕЛЯ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ - 2006

3-я Международная специализированная выставка

09.10.2006-12.10.2006

Москва. Экспоцентр на Красной Пресне.

Организатор: Фор-Экспо

Основные тематические разделы:

Средства измерения физических величин и технологических параметров:

геометрических величин

механических величин

динамических параметров

температурных и теплофизических величин

атмосферных и метеорологических параметров

оптических и акустических величин

электрических и магнитных величин

физико-химического состава и свойств веществ и материалов

Измерительные приборы и автоматизация:

измерительные преобразователи, сенсоры и сенсорные системы

системы сбора, обработки измерений и испытаний

средства автоматизации, контроллеры, системы контроля и системы мониторинга

измерительные приборы для нефтегазовой промышленности

контрольно-измерительное и испытательное оборудование для железнодорожного транспорта и путей сообщения

приборы и системы для авиационной промышленности

электрические и электронные приборы и аппаратура для измерения электрических параметров

испытательное оборудование для гидравлического и термического применения

испытательное и аналитическое оборудование для химической промышленности

аппаратура и приборы для медицинских исследовательских лабораторий

гидрометеорологические измерительные приборы и приборы контроля загрязнений среды

измерительные приборы в других отраслях промышленности

Услуги по измерению и тестированию:

услуги в области испытаний и исследований
услуги по определению качества и сертификации
услуги по калибровке приборов
технические консультации

MIIF. ENERGOTECH - 2006

Международная специализированная промышленная выставка энергосберегающих технологий и электрооборудования

24.10.2006-27.10.2006

Москва. 69 павильон ВВЦ.

Организатор(ы): Бизон-95СТ

Основные тематические разделы:

Энергосбережение, энергобезопасность:

энергосберегающие технологии, оборудование и материалы для промышленных и гражданских объектов, в инженерных системах и строительстве

технические средства энергосбережения, приборы контроля энергоресурсов

теплообменная аппаратура, водооборотные охлаждающие системы

системы экономии энергоресурсов

системы отопления, кондиционирования и вентиляции воздуха

теплоизоляционные материалы. Теплотехника

экология производства, утилизация и повторное использование материалов

энергоустановки, комбинированные отопительные и энергетические

установки для обработки воды в энерготехнике и теплоэнергетике

другие компоненты и оборудование для энергетики и теплоэнергетики

системы бесперебойного электропитания (стационарное и нестационарное оборудование)

Эффективность энергетики:

солнечная энергия, энергия воды

возобновляемые и традиционные источники энергии

производство и поставка электроэнергии

передача и распределение электроэнергии

малая энергетика. Малые электростанции и энергопреобразователи

взаимосвязанные технологии в эффективных сетях

Производство и поставка тепловой и электрической энергии:

электроэнергетика: ТЭС, ГЭС, АЭС, электросети. Перспективы развития и сотрудничества

электроэнергетическое оборудование. Электротехника

газотурбинные установки, турбо-дизель и гидрогенераторы

торы

электроэнергетические и парогазовые установки

электрогенераторы, преобразователи
теплообменное и емкостное оборудование
котельное и вспомогательное оборудование, котлы, паровые турбины

Преобразование и аккумулирование электроэнергии:
оборудование, арматура, КИП и диагностика, автоматизация

аккумуляторы, электрические батареи и элементы, силовые установки

силовые трансформаторы, электродвигатели

генераторы постоянного и переменного тока

традиционные и нетрадиционные энергетические ресурсы России

Светотехника в промышленности:

светильники и осветительные системы

настенное освещение для административных зданий
лампы различного назначения. Освещение объектов, промышленное освещение

комплектующие для осветительной техники. Аварийное освещение

Распределение, передача тепловой и электроэнергии:

высоковольтная и низковольтная аппаратура распределения и управления

трубопроводы и арматура, кабельно-проводниковая продукция

кабели: системы и компоненты, оборудование, материалы, аксессуары

комплектные трансформаторные подстанции, изоляторы
электротехническое оборудование

MIIF. INTERDRIVE - 2006

5-я Московская международная специализированная выставка гидравлики, пневматики и приводов

24.10.2006-27.10.2006

Москва. 69 павильон ВВЦ.

Организаторы

Московская международная промышленная ярмарка «MIIF»

ОВК «БИЗОН», ЗАО «Сенима»

Основные тематические разделы:

Пневматика:

пневмогидравлические и пневматические приводы

пневмодвигатели

пневмоцилиндры

пневмоклапаны

пневмовыключатели

пневматическое оборудование и пневмоинструмент

элементы и средства пневмоавтоматики

пневматические системы управления

пневмоаппаратура

Гидравлика:

гидропривод

сервопривод

гидравлические насосы

ВЫСТАВКИ

гидродвигатели
гидроцилиндры
гидроклапаны
гидроусилители
гидрораспределители
гидроаккумуляторы
гидрокомплектующие
гидроагрегаты и установки
аппаратура гидравлических систем и диагностического оборудования

Приводная техника:

электроприводы
электродвигатели
двигатели внутреннего сгорания
мотор-редукторы и редукторы
подъёмные механизмы
муфты
тормоза и тормозные системы
подшипники
ременные и цепные передачи
рукава высокого давления
уплотнительные прокладки и принадлежности
арматура
трубопроводы и соединительные элементы
масла
смазочные вещества и материалы
оборудование централизованных систем
услуги: капитальный ремонт восстановление и модернизация оборудования

Воздушно-компрессорная и вакуумная техника:

компрессоры и их системы
производство
очистка, хранение, использование
распределение и обогащение сжатого воздуха
вакуумные насосы
вакуумные установки
компоненты и технологии
вакуумно-измерительные устройства
вакуумная сушка

POWEELECTRONICS - 2006

3-я Международная выставка «Силовая электроника»

25.10.2006-27.10.2006

Москва. Конгресс-центр ЦМТ.

Организатор(ы): ITE LLC MOSCOW, ООО «Примэкспо»

Силовая электроника - единственная в России специализированная выставка для профессионалов, где свою продукцию ежегодно представляют ведущие компании в области силовой электроники, а специалистам предоставляется возможность узнать о последних разработках и новинках отрасли, приобрести новое оборудование, установить новые деловые контакты, посетить семинары и презентации компаний. Актуальность выставки подтверждают

также и данные статистики. По сравнению с прошлым годом площадь экспозиции увеличилась в 3 раза.

Основные тематические разделы:

Полупроводниковые компоненты
Силовые полупроводниковые компоненты:
Интегральные микросхемы и оптоэлектроника:
Пассивные компоненты:
Магниты и материалы сердечников:
Управление тепловыделением:
Датчики и сенсоры:
Узлы и сборки:
Сервомоторы и актюаторы:
Интеллектуальный контроль двигателей:
Источники питания:
Контроль качества электропитания:
Тестирование и измерение:
Программное обеспечение для разработки:
Транзисторы
Преобразователи напряжения
Промышленные компьютеры
Системы автоматизации
Трансформаторы
Распределительные устройства

ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ: СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЕМОНТ - 2006

5-я Российская выставка с международным участием

21.11.2006-24.11.2006

Москва. ВВЦ, павильон 20.

Организатор(ы): ЗАО ВК ВВЦ «Промышленность и строительство»

Основные тематические разделы:

Законодательная и нормативная база в трубопроводном транспорте
Новые проекты. Строительный подряд
Неразрушающий контроль и техническая диагностика при строительстве и эксплуатации газонефтепроводов.
Внутритрубная диагностика
Защита трубопроводов от коррозии
Современные технологии строительства и ремонта трубопроводов
Машины и оборудование для строительства и ремонта трубопроводов. Сварка, изоляция
Оборудование для бестраншейной прокладки трубопроводов
Трубы и трубное производство
Трубопроводная арматура, насосы, компрессоры
Трубопроводы энергетических объектов. Внутренние трубопроводы
Промышленная и экологическая безопасность трубопроводного транспорта, охрана труда
Подготовка и аттестация кадров

СПРАВОЧНИК «ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ».

ПОД РЕДАКЦИЕЙ В.И.ВИСАРИОНОВА. М.: ФИРМА ВИЭН. 2004.

Учеными Московского энергетического института (технического университета) совместно со специалистами фирмы «ВИЭН» (г. Москва) были проведены маркетинговые исследования по современному рынку российских производителей энергетического оборудования, базирующегося на использовании нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, и возможностей его применения для обеспечения надёжного и бесперебойного энергоснабжения различного рода потребителей (гражданских и специальных). В результате проделанной работы был разработан справочник под ред. д.т.н., проф. В.И.Виссарионова «Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии» (объем 448 стр., в цветном исполнении, формат А4, на высококачественной бумаге в твердом переплете).

В Справочник включены систематизированные данные по отечественным производителям серийного или массового энергетического оборудования, базирующегося на использовании НВИЭ, по состоянию на 01.01.2004 г.

В том числе по следующим видам энергоустановок:

- ветроэнергетические (17 производителей, 35 типоразмеров ветроустановок мощностью от 0,15 до 1000 кВт);
- солнечные (фотоэлектрические и солнечные коллекторы) (12 производителей, 104 типа фотоэлектрических модулей и батарей, 32 типа солнечных электростанций);

- малые гидроэлектростанции (7 производителей, 133 типоразмера гидроагрегатов мощностью от 0,4 до 11 000 кВт, на расходы от 0,1 до 10 м³/с и напоры от 1,2 до 160 м);
- биоэнергетические установки (4 производителя, 16 типоразмеров);
- геотермальные энергоустановки (1 производитель, 5 типоразмеров агрегатов мощностью от 1700 до 25000 кВт);
- теплонасосные установки (7 производителей, 32 типоразмера);
- термоэлектрогенераторы (1 производитель, 5 типоразмеров);
- когенераторы (газотурбинные установки комбинированного производства электрической и тепловой энергии) (9 производителей, 39 типоразмеров).

Кроме того, в Справочнике приведены также систематизированные данные о наиболее перспективных дизельных и бензиновых электроагрегатах мощностью от 0,5 до 1500 кВт (17 производителей, 270 типоразмеров) и химических аккумуляторах электрической энергии емкостью до 500 А*ч (10 производителей, 165 типоразмеров), которые предназначены для использования в энергетических комплексах различного типа и мощности.

В Справочнике принята следующая последовательность изложения основного материала по каждому виду энергоустановок:

- перечень всех производителей энергетического оборудования данного раздела;
 - обобщенные технико-экономические показатели выпускаемой продукции всеми производителями в каждом разделе справочника;
 - систематизированные данные о каждом производителе: полное название производителя, его адрес, контактный телефон, факс и адрес электронной почты;
 - номенклатура выпускаемой продукции, ее внешний вид и технико-экономические показатели и характеристики;
 - энергетические и экономические показатели выпускаемой продукции;
 - возможные области и направления применения выпускаемой продукции.
- Справочник предназначен:
- для менеджеров, инженеров и научно-технических работников различных организаций и ведомств, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией энергетических комплексов, использующих экологически чистые НВИЭ (бизнес-планы, технико-экономические обоснования проектов, технико-экономические доклады и т.д.) с целью реализации схем надёжного энер-

госнабжения централизованных и изолированных потребителей различного назначения;

- для руководящих работников различного уровня (региональных, областных, районных и местных органов власти) с целью их ознакомления с современным уровнем развития отечественных энергетических установок, использующих экологически чистые НВИЭ и оценки перспектив их использования для снижения вредного воздействия энергетики на окружающую среду, уменьшения расхода дефицитного органического топлива и повышения социального уровня жизни населения;
- для профессорско-преподавательского состава, аспирантов и студентов вузов, специализирующихся на решении проблем комплексного использования НВИЭ, снижения вредного воздействия объектов энергетики на окружающую среду, повышения социального уровня жизни населения, включая удалённых, труднодоступных и сельскохозяйственных потребителей (энергетические, строительные, сельскохозяйственные, лесотехнические и экологические специальности гражданского и специального назначения, а также естественнонаучные специальности, связанные с изучением возобновляемых процессов и ресурсов).

Телефон: (495) 362-72-51, тел/факс (495) 362-75-74

ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ИЗМЕРЕНИЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ.

М.: ИЗДАТЕЛЬСТВО «КОЛОС», 2006 г.

В настоящее время в энергетике Российской Федерации осуществляется переход от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию электрооборудования.

Универсальным средством диагностирования электрооборудования является инфракрасная томография, которая обеспечивает контроль его состояния без вывода из работы. С помощью термографических средств можно идентифицировать такие дефекты, как локальный нагрев элементов конструкции, ухудшение состояния контактных соединений и т.д.

Значительное место в диагностике состояния электрооборудования занимает определение его вибрационных характеристик, Отечественным и зарубежным средствам современной диагностики посвящена первая глава книги.

Для принятия правильных решений необходимо постоянно иметь достаточно полную и достоверную информацию о контролируемом электрооборудовании. Для получения такой информации важно правильно выбирать, помимо диагностических средств, также методы и средства измерения таких параметров, как сопротивление, ток, напряже-

ние, мощность и др. На смену классическим аналоговым средствам динамических измерений пришли цифровые, позволяющие осуществлять автоматизированный сбор и анализ информации.

Кроме традиционных и новых измерительных средств, контролирующих параметры эксплуатируемого электрооборудования, появилась необходимость определения условий его работы и в первую очередь качества электроэнергии. Современным отечественным и зарубежным измерительным средствам посвящена вторая глава книги.

Наряду с диагностическими и измерительными средствами, в системах электроснабжения применяются новые устройства и системы, повышающие надёжность и экономичность работы электрооборудования и систем электроснабжения в целом, К ним относятся устройства плавного пуска, регуляторы температуры, минилогеры, источники бесперебойного питания и др. Этой тематике посвящена третья глава книги.

В справочном пособии обобщен опыт ведущих организаций и предприятий, занимающихся разработкой нового и модернизацией действующего электрооборудования.

**Утверждены
постановлением Госгортехнадзора
России от 10.06.03 N 84,
зарегистрированным
Министерством юстиции
Российской Федерации 19.06.03 г.,
регистрационный N 4724**

Правила устройства, монтажа и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов*1

ПБ 03-590-03

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Правила устройства, монтажа и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов (далее - Правила) устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма при эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов и вентиляционных систем в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

1.2. Правила разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Собрание законодательства Российской Федерации. 1997. N 30. Ст. 3588), Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.01 N 841 (Собрание законодательства Российской Федерации. 2001. N 50. Ст. 4742), Общими правилами промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 18.10.02 N 61-А, зарегистрированным Минюстом России 28.11.02 г., рег. N 3968 (Российская газета, 05.12.02, N 231), и предназначены для применения всеми организациями независимо от их организацион-

но-правовых форм и форм собственности, осуществляющими деятельность в области промышленной безопасности и поднадзорными Госгортехнадзору России.

1.3. Правила предназначены для применения:

- а) при проектировании, строительстве, эксплуатации, расширении, реконструкции, техническом перевооружении, консервации и ликвидации опасных производственных объектов в производствах нефте- и газоперерабатывающей, химической, нефтехимической промышленности и других производствах, связанных с обращением и хранением токсичных веществ, а также веществ, способных образовывать паро- и газовоздушные взрывопожароопасные смеси;
- б) при выполнении работ по проектированию, изготовлению, испытанию, монтажу, наладке, ремонту, техническому диагностированию и эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов;
- в) при проведении экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов.

II. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Проектирование, строительство, реконструкция, техническое перевооружение и эксплуатация вентиляционных систем с взрывозащищенными вентиляторами осуществляются в соответствии с требованиями нормативных документов по промышленной безопасности, пожарной безо-

*1 Печатаются по «Российской газете» от 21 июня 2003 г., N 120/1

пасности, устройству электроустановок, строительных норм и правил, государственных стандартов и настоящих Правил.

2.2. Взрывозащищенные вентиляторы являются вентиляторами специального назначения. Разрешения на применение вентиляторов оформляются в установленном порядке. К эксплуатации вентиляторов допускается персонал, обученный и аттестованный в установленном порядке.

2.3. Выбор типов и исполнений вентиляторов для взрывоопасных производств определяется проектными организациями, исходя из категории и группы перемещаемой вентиляторами взрывоопасной смеси в соответствии с требованиями государственных стандартов и нормативно-технических документов. При необходимости в установленном порядке проводится экспертиза промышленной безопасности.

2.4. Вентиляторы, отработавшие определенный нормативно-технической документацией ресурс, подлежат техническому освидетельствованию и диагностированию с целью определения в установленном порядке возможности их дальнейшей эксплуатации.

2.5. Вентиляторы, предназначенные для перемещения взрывоопасных смесей определенных категорий и групп, могут быть использованы для перемещения других взрывоопасных смесей, относящихся только к более низким категориям и группам.

III. УСТРОЙСТВО И ИЗГОТОВЛЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

3.1. Конструкция вентиляторов должна соответствовать требованиям государственных стандартов, технических условий и технической документации.

3.2. Аэродинамические, акустические, вибрационные характеристики изготовленных вентиляторов должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов.

Среднее квадратичное значение виброскорости вентиляторов независимо от вида балансировки рабочих колес и муфт не должно превышать 6,3 мм/с.

Вибрационные и акустические характеристики вентиляторов проверяются в соответствии с требованиями государственных стандартов.

3.3. Радиальные вентиляторы изготавливаются по 1-му или 3-му конструктивному исполнению; осевые вентиляторы - по 1-му и 2-му конструктивным исполнениям согласно приложению 1.

Радиальные вентиляторы могут изготавливаться правого и левого вращения и иметь различные положения корпуса в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Осевые вентиляторы могут изготавливаться правого и левого вращения.

3.4. Комплектующие изделия, входящие в состав вентиляторов, подлежат входному контролю в организации - изготовителе вентиляторов в соответствии с требованиями

государственных стандартов и нормативно-технических документов на данные изделия.

Взрывозащищенный двигатель является основным комплектующим изделием вентилятора и выбирается в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок.

3.5. Конструкция вентиляторов должна обеспечивать взрывозащиту в номинальном режиме работы вентиляторов.

Элементы конструкции вентиляторов и вентиляционных систем изготавливаются в соответствии с требованиями государственных стандартов и строительных норм и правил.

3.6. Детали и узлы (корпуса, рабочие колеса, коллекторы) вентиляторов изготавливаются из материалов, исключающих возможность их деформации и разрушения при транспортировании, монтаже и эксплуатации.

Для увеличения жесткости и прочности по сравнению с вентиляторами общего назначения следует использовать металл повышенной прочности или конструктивные элементы, повышающие жесткость.

Коэффициент запаса статической прочности рабочих колес вентиляторов определяется в пределах 1,3-2,0.

Рабочие колеса необходимо испытывать при частоте вращения, превышающей на 10-20 % номинальную.

3.7. В радиальных вентиляторах из разнородных металлов на коллекторе со стороны рабочего колеса необходимо устанавливать кольцо из неискрящего материала (латунь, пластмасса электропроводящая и т.п.), соединенное с ним неразъемным соединением (клепка, сварка, приклеивание и т.п.).

Кольцо должно выступать от торца коллектора на величину зазора между рабочим колесом и коллектором, но не менее чем на 3 мм.

В осевых вентиляторах из разнородных металлов прочная часть корпуса в зоне вращения рабочего колеса или концы лопаток рабочего колеса изготавливаются из неискрящего материала (латунь, пластмасса электропроводящая и т.п.).

3.8. Не рекомендуется в осевых вентиляторах использовать рабочие колеса с поворотными лопатками.

3.9. В вентиляторах с покрытием проточной части электропроводящим полимером детали и узлы под покрытие не должны иметь острых кромок, углов и заусенцев.

3.10. Для вентиляторов технологического назначения с неповоротным корпусом в нижней части корпуса для слива конденсата предусматривается сливной патрубок (штуцер) с герметически закрывающейся пробкой или другим запорным устройством.

3.11. На вентиляторах устанавливается заземляющий зажим и знак заземления, выполненные в соответствии с требованиями государственных стандартов.

3.12. Рабочие колеса подлежат динамической балансировке. Допустимая остаточная неуравновешенность рабо-

чих колес после балансировки не должна превышать значений, установленных государственными стандартами.

При изготовлении вентиляторов с покрытиями проточной части балансировку колес необходимо осуществлять до нанесения покрытий. При использовании полимерных покрытий толщиной более 0,4 мм необходимо дополнительно проверять рабочие колеса на дисбаланс после нанесения покрытий.

3.13. Для жестких валов вентиляторов устанавливается критическая частота вращения выше номинальной не менее чем на 30 %.

3.14. Для осмотра и чистки внутренней поверхности корпуса и рабочего колеса вентиляторов от N 10 и выше предусматривается установка в корпусе герметически закрывающегося люка размерами не менее 200х300 мм.

3.15. Для предотвращения утечек перемещаемой взрывоопасной смеси на задней стенке корпуса вентилятора из разнородных металлов с наружной стороны, в месте прохода вала, необходимо устанавливать накладку из латуни или другого неискрящего материала (пластмасса, паронит, резина и т.п.), соответствующего условиям эксплуатации. Крепление наклейки рекомендуется осуществлять самонарезными шурупами из неискрящего материала.

3.16. В вентиляторах среднего давления в месте прохода вала устанавливается манжетное уплотнение.

3.17. В вентиляторах высокого давления устанавливается бесконтактное лабиринтное уплотнение, при этом для отсоса газа устанавливаются обводной трубопровод, ведущий от корпуса лабиринтного уплотнения к коллектору, или дополнительные пазы в ступице рабочего колеса; с тыльной стороны заднего диска рабочего колеса устанавливаются лопатки для отсоса газа от лабиринтного уплотнения.

В лабиринтном уплотнении предусматривается отверстие для установки приспособления контроля температуры нагрева. Лабиринтное уплотнение выполняется из неискрящих материалов (латунь, бронза и др).

3.18. Для промежуточных валов вентиляторов 3-й конструктивной схемы необходимо использовать только подшипники качения со сроком службы не менее 40 000 часов.

3.19. Подшипники следует защищать от попадания пыли и грязи. Для предотвращения утечки смазки соединение крышек с корпусом подшипника выполняется герметичным.

3.20. В корпусах подшипников предусматриваются отверстия для установки датчиков контроля температуры подшипников.

3.21. При хранении вентиляторов более одного года со дня отгрузки с организации-изготовителя подшипники осматривают при снятых крышках и проверяют наличие смазки, которая по количеству должна заполнять / объема подшипникового узла.

3.22. Конструкция крепления двигателей и корпусов подшипников должна исключать возможность их смещения в любом направлении.

3.23. В конструкциях вентиляторов предусматриваются устройства для отвода статического электричества.

3.24. При использовании полимерных материалов в вентиляторах для отвода статического электричества в пластмассу следует вводить электропроводящие наполнители, наносить электропроводящие покрытия, заземлять все части вентиляторов и т.д.

3.25. В конструкциях вентиляторов 3-й конструктивной схемы предусматривается токосъемник для отвода статического электричества с вала рабочего колеса с помощью двух медно-графитовых щеток, плотно прилегающих к поверхности вала и заземленных медными гибкими проводниками.

3.26. Детали из пластмасс выбираются при разработке проектно-конструкторской документации.

Вздутия, трещины, утяжины, пористость, коробления, расслоения на деталях из пластмасс не допускаются.

3.27. При сварке деталей и узлов вентиляторов сварные швы выполняются в соответствии с требованиями нормативно-технической документации на вентиляторы, а также государственных стандартов.

3.28. При сборке ходовой части рабочих колес их крепление должно исключать прокручивание относительно вала и перемещение в осевом направлении.

3.29. Осевой и радиальный зазоры между рабочим колесом и входным патрубком - для радиальных вентиляторов, рабочим колесом и корпусом - для осевых вентиляторов должны составлять не менее 0,01 от диаметра рабочего колеса во всех точках окружности (приложение 2).

3.30. Все резьбовые соединения деталей и узлов вентиляторов необходимо предохранять от самоотвинчивания в процессе эксплуатации.

3.31. Рабочие колеса или наружные поверхности коллекторов или фланцев вентиляторов, муфты и ограждающие устройства окрашиваются в сигнальные цвета в соответствии с требованиями государственных стандартов.

3.32. Направление вращения рабочего колеса вентилятора указывается стрелкой на корпусе вентилятора со стороны всасывания.

При необходимости транспортирования вентилятора в разобранном виде стрелки наносятся на корпус вентилятора и на рабочее колесо.

Способ нанесения стрелок должен обеспечивать их сохранность.

3.33. Вентиляторы, изготавливаемые для размещения во взрывоопасных зонах классов В-1, В-1а, В-1б, должны быть укомплектованы виброизоляторами во взрывозащищенном исполнении.

3.34. Комплектация вентиляторов направляющими аппаратами осуществляется в соответствии с технической документацией.

3.35. Вентиляторы укомплектовываются взрывозащищенными электродвигателями с требуемым уровнем взры-

возащиты согласно требованиям правил устройства электроустановок.

В случае размещения вентиляторов в помещениях с химически активной, влажной или пыльной средой двигатели должны быть защищены от воздействия данной среды.

3.36. При заказе на разработку и изготовление вентиляторов заказчик оформляет заявку с перечнем технических требований.

Рекомендованный перечень технических требований приведен в приложении 3.

3.37. Вентиляторы оснащаются устройствами для строповки в соответствии с требованиями технической документации. Эти устройства, а также схемы строповки указываются в техдокументации, поставляемой вместе с вентилятором, в том числе для условий раздельного транспортирования рабочего колеса. Комплектность и содержание технической документации должны соответствовать установленным требованиям.

3.38. На корпусе вентилятора устанавливается защитная от коррозии табличка, включающая маркировку:

товарный знак или наименование организации-изготовителя; тип и индекс вентилятора; заводской номер; массу;

мощность электродвигателя, напряжение и частоту вращения;

год выпуска;

номер технических условий или чертежа.

3.39. Изготовленные и испытанные вентиляторы (или их узлы) и техническая документация на них подлежат консервации и (или) упаковке, обеспечивающей сохранность изделия и документации во время транспортирования и хранения в соответствующих климатических зонах.

IV. КОНСТРУКЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ПОКРЫТИЯ И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ДЕТАЛИ И ИЗДЕЛИЯ

4.1. Все материалы и покрытия для изготовления взрывозащищенных вентиляторов выбираются с учетом свойств перемещаемой взрывоопасной паргазопылевоздушной смеси (состав, агрессивность, температура, влажность).

Рекомендуемые материалы и покрытия для вентиляторов, перемещающих взрывоопасные смеси с содержанием агрессивных компонентов, приведены в приложении 4.

4.2. Рабочие колеса, корпуса и входные коллекторы вентиляторов изготавливаются из материалов, не вызывающих искр при трении и соударении их друг с другом.

Рекомендуемые пары материалов по возрастающей степени опасности возникновения механических искр:

нержавеющая сталь/латунь, бронза, электропроводящая пластмасса;

углеродистая сталь/латунь, бронза, электропроводящая пластмасса;

нержавеющая сталь/нержавеющая сталь;

алюминиевый сплав/алюминиевый сплав.

4.3. Не допускается использовать углеродистые стали и чугуны в сочетании с алюминиевым сплавом в узлах проточной части вентиляторов.

4.4. Не допускается использовать для изготовления деталей и узлов проточной части вентиляторов медь и медные сплавы с содержанием меди свыше 70 %, а также алюминиевые сплавы с содержанием магния более 2,6 %.

4.5. Детали и узлы проточной части вентиляторов, перемещающих взрывоопасные смеси категории IIC, изготавливаются из материалов, электростатическая искробезопасность которых соответствует классу Э1.

Удельное объемное сопротивление таких материалов не должно превышать 10^5 Ом·м.

Для перемещения взрывоопасных смесей категорий I, IIA, IIB применяются материалы по электростатической искробезопасности не ниже класса Э2 с удельным объемным сопротивлением от 10^5 до 10^7 Ом·м.

4.6. Для проточной части вентиляторов из разнородных металлов и алюминиевых сплавов, перемещающих взрывоопасные смеси категории IIC с примесями агрессивных веществ, применяется полимерное электропроводящее покрытие, стойкое к среде. Толщина покрытия должна быть не менее 0,25 мм.

4.7. Для перемещения взрывоопасной среды, содержащей абразивную пыль, корпус и рабочее колесо вентиляторов изготавливаются из износостойких материалов либо с упрочняющими покрытиями.

4.8. На детали и сборочные единицы проточной части вентиляторов из углеродистой стали наносится лакокрасочное покрытие, стойкое к перемещаемой среде.

Использование красок, содержащих легкий металл, недопустимо.

Защита от коррозии наружных поверхностей вентиляторов, кроме таблички, стрелок, знака заземления, деталей из пластмасс и резины, двигателя, осуществляется лакокрасочными покрытиями согласно требованиям нормативно-технической документации и государственных стандартов.

4.9. Покрытие не подлежат посадочные поверхности, таблички, а также покупные (комплектующие) изделия, имеющие окраску и расположенные вне проточной части вентиляторов.

V. ИСПЫТАНИЯ И КОНТРОЛЬ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

5.1. Все виды испытаний (аэродинамические, акустические, вибрационные, прочностные, электрические) вентиляторов проводятся в испытательных центрах (лабораториях), аккредитованных в установленном порядке.

5.2. Испытания вентиляторов проводят по утвержденным программам - методикам испытаний на аттестованных испытательных стендах с использованием поверенных или аттестованных средств измерений в соответствии с требованиями государственных стандартов.

5.3. Приемочные испытания вентиляторов проводятся на опытных образцах (опытной партии) в соответствии с требованиями технического задания и (или) действующей нормативно-технической документации на данный вид вентиляторов.

5.4. Для приемочных испытаний вентиляторов предъявляются:

- опытные образцы;
- техническое задание или контракт, протокол и др.;
- конструкторская документация;
- эксплуатационная документация (паспорт, руководство по эксплуатации, техническое описание, инструкция по техническому обслуживанию и ремонту);
- проект технических условий;
- программа и методика испытаний.

5.5. Вентиляторы представляются на приемочные испытания с взрывозащищенными виброизоляторами требуемой жесткости и паспортом на них.

5.6. Результаты приемочных испытаний оформляются протоколом установленного образца, на основании которого составляется акт приемки опытных образцов, в котором указываются возможность производства серийных вентиляторов либо направление дальнейших работ и условия повторных испытаний.

5.7. В процессе серийного производства вентиляторы подлежат приемосдаточным и периодическим испытаниям в соответствии с действующей на них нормативно-технической документацией.

5.8. Приемосдаточные испытания вентиляторов осуществляются в соответствии с требованиями государственных стандартов. Планы контроля для конкретных типоразмеров указываются в технических условиях на вентиляторы.

За партию принимают вентиляторы одного типоразмера и модификации по диаметру рабочего колеса, укомплектованные двигателями одного типоразмера.

5.9. В соответствии с требованиями государственных стандартов и нормативных документов на вентиляторы для периодических испытаний промышленных образцов вентиляторов предъявляются:

- образцы вентиляторов (не менее двух);
- технические условия;
- эксплуатационная документация;
- программа и методика испытаний.

5.10. Периодические испытания вентиляторов проводят с периодичностью, указанной в действующей на данное изделие нормативно-технической документации.

5.11. Вентиляторы, выпуск которых не осуществлялся более одного года, перед началом серийного производства подлежат испытаниям в объеме периодических испытаний.

5.12. Результаты периодических испытаний оформляют протоколом в соответствии с установленным порядком.

5.13. Объем, порядок и периодичность технического контроля устанавливаются в соответствии с требованиями нормативно-технических документов на вентиляторы.

5.14. В процессе эксплуатации вентиляторов после реконструкции или капитального ремонта систем вентиляции необходимо проводить испытания вентиляторов на соответствие требованиям государственных стандартов и нормативно-технических документов на вентиляторы.

VI. МОНТАЖ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

6.1. Монтаж и наладка вентиляторов должны производиться в соответствии с требованиями государственных стандартов, строительных норм и правил, технических условий, паспортов и настоящих Правил.

6.2. Монтаж вентиляторов на вновь созданных взрывоопасных производствах осуществляется, как правило, специализированными монтажными организациями или организациями, эксплуатирующими объекты.

Монтаж вентиляторов на действующих производствах после ремонта или их замены выполняется специальной бригадой, назначенной приказом по организации, эксплуатирующей объекты.

6.3. Погрузочно-разгрузочные работы выполняются в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

6.4. Установка вентиляторов на объектах, подверженных колебаниям с виброскоростью более 2 мм/с, не допускается.

6.5. Вентиляторы следует располагать так, чтобы обеспечивались их безопасный и удобный монтаж, эксплуатация и ремонт.

6.6. Органы управления вентиляторами оборудуются средствами, предотвращающими при отключении электроэнергии самовключение двигателей при восстановлении подачи электроэнергии.

6.7. Монтаж вентиляторов, поставленных изготовителем в разобранном виде, осуществляется только после их сборки и проверки работоспособности в рабочем режиме.

Сборка и крепление вентиляторов к фундаменту должны обеспечивать необходимую прочность, исключаящую их деформацию и смещение.

6.8. До начала монтажа следует осуществлять:

- осмотр взрывозащищенного вентилятора, двигателя и выверку места их установки и фундамента под монтаж в соответствии с проектной документацией;
- проверку сопротивления изоляции двигателя и затяжки болтовых соединений (крепление двигателя и корпуса вентилятора к станине или фундаменту, рабочего колеса на валу привода, корпусов подшипников и др.);
- проверку осевого и радиального зазоров между рабочим колесом и коллектором (для радиальных вентиляторов) и рабочим колесом и обечайкой корпуса (для осевых вентиляторов);
- проверку качества резиновых упругих элементов виброизоляторов.

6.9. При обнаружении повреждений и некомплектности поставки взрывозащищенных вентиляторов их ввод в эксплуатацию не допускается.

6.10. Распаковывать и расконсервировать вентиляторы, которые подлежат монтажу, в условиях действующих взрывоопасных производств необходимо в специально отведенных местах вне взрывоопасной зоны.

6.11. Перед входом газопаровоздушной смеси в вентилятор, встроенный в технологическую схему производства, устанавливается датчик сигнализатора до взрывоопасных концентраций с выводом сигнала в помещение управления и при необходимости в систему противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ).

6.12. Приточные вентиляторы необходимо устанавливать в местах, исключающих попадание в систему вентиляции взрывоопасных паров, газов, пыли во всех режимах работы производства.

6.13. На вентиляторы местных отсосов устанавливаются блокировки, исключающие пуск и работу конструктивно связанного с ними технологического оборудования при неработающем вентиляторе.

6.14. Виброизоляторы необходимо устанавливать таким образом, чтобы нагрузка на каждый виброизолятор распределялась равномерно.

6.15. При монтаже взрывозащищенных вентиляторов в условиях действующих взрывоопасных производств необходимо применять инструмент, приспособления и оснастку, исключающие возможность искрообразования.

6.16. Воздуховоды со стороны нагнетания и со стороны всасывания соединяются с вентилятором через мягкую вставку. Соединение должно обеспечивать герметичность. Вентилятор и воздуховоды должны составлять замкнутую электрическую цепь.

6.17. Подключать воздуховоды к вентилятору необходимо только после проверки легкости вращения рабочего колеса, отсутствия дисбаланса с помощью нанесения мелом рисок на рабочем колесе и входном патрубке (при двух-, трехкратном прокручивании рабочее колесо не должно останавливаться на одном и том же месте).

6.18. Для исключения попадания в вентилятор посторонних предметов на всасывающем участке воздуховода при необходимости предусматриваются «карман» (вход перемещаемой среды снизу) либо установка заградительных решеток (сеток) с ячейкой размером не выше 12x12 мм.

6.19. При установке вентиляторов вне помещения для них необходимо устраивать специальные укрытия. При этом следует обеспечить удобство монтажа и технического обслуживания при эксплуатации.

6.20. Все вращающиеся части вентиляторов должны иметь ограждения, исключающие возможность травмирования персонала.

6.21. Заземление взрывозащищенных вентиляторов выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок.

6.22. После монтажа следует проводить пробный пуск и обкаточные испытания вентиляторов на атмосферном воздухе.

6.23. Перед пуском вентиляторов необходимо проверить:

наличие смазки в подшипниках двигателей и узлах вала рабочих колес;

отсутствие льда на рабочем колесе и обледенения на гибкой вставке вентиляторов в зимнее время;

надежность заземления корпусов вентиляторов, двигателей и при необходимости отвод статического электричества с вала привода.

6.24. В процессе пробных пусков и обкаточных испытаний следует проверить качество монтажа вентиляторов, двигателей и других узлов и деталей, температуру нагрева подшипников, вибрацию и другие параметры согласно требованиям нормативно-технических документов.

6.25. Взрывозащищенные вентиляторы подлежат немедленному отключению при повышенной вибрации, появлении ударов, постороннего шума, огня или дыма, повышении температуры корпуса двигателя, корпусов подшипников и других частей вентиляторов выше допустимой.

6.26. Вентиляторы сдаются в эксплуатацию после окончания предпусковых испытаний с оформлением акта приемки и необходимой эксплуатационной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

6.27. Не допускается устанавливать вентиляторы, а также электродвигатели к ним, не соответствующие требованиям взрывозащиты для данного класса взрывоопасной зоны в соответствии с классификацией взрывоопасных зон и взрывоопасных смесей, а также настоящих Правил.

VII. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

7.1. Эксплуатация вентиляторов осуществляется в соответствии с требованиями настоящих Правил, государственных стандартов, технических условий, паспортов на вентиляторы, Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, инструкций по техническому обслуживанию и ремонту взрывозащищенных вентиляторов, производственных инструкций по эксплуатации вентиляторов и правил устройства электроустановок.

7.2. Концентрация взрывоопасных смесей, перемещаемых вентиляторами, не должна превышать 50 % нижнего концентрационного предела взрываемости. Контроль следует осуществлять приборами непрерывного действия с подачей звукового сигнала оператору и при необходимости в систему ПАЗ.

В аварийных случаях допускается работа вентиляторов при появлении смесей взрывоопасных концентраций до полной остановки технологического оборудования и удаления из помещений взрывоопасных смесей.

7.3. До начала эксплуатации вентиляторов назначаются лица, ответственные за их безопасную эксплуатацию, прошедшие обучение, проверку знаний и аттестацию в установленном порядке.

7.4. Техническое обслуживание вентиляторов осуществляется в соответствии с инструкцией по техническому обслуживанию и ремонту, разработанной согласно требованиям нормативно-технических документов на вентиляторы.

7.5. Исправность и работу вентиляторов проверяет эксплуатационный персонал не реже одного раза в смену с занесением результатов проверки в сменный журнал. Эксплуатация вентиляторов с нарушением условий взрывозащищенности не допускается.

7.6. Перемещаемая вентилятором среда, содержащая взрывоопасную пыль выше допустимых норм, подвергается очистке до поступления в вентилятор. Очистку от пыли проточной части вентиляторов необходимо проводить периодически в соответствии с разработанным графиком, утвержденным техническим руководителем организации.

Периодичность чистки устанавливается на основе опыта эксплуатации вентиляторов в зависимости от физико-механических свойств осаждаемых продуктов и параметров перемещаемой пылевоздушной смеси.

7.7. В процессе эксплуатации вентиляторов, перемещающих взрывоопасную агрессивную среду, необходимо проводить периодическую проверку глубины коррозии проточной части вентиляторов. Периодичность и способы проверки глубины коррозионного износа устанавливаются эксплуатирующими организациями в зависимости от степени агрессивности среды.

7.8. При наличии в перемещаемой среде конденсата необходимо своевременно сливать его в закрытую дренажную систему.

7.9. Во время работы вентиляторов должен осуществляться контроль за наличием смазки и температурой в подшипниках и лабиринтном уплотнении.

Максимальная температура нагрева не должна превышать предельно допустимую температуру, указанную в технических характеристиках, и быть не выше температуры, допустимой для данной группы взрывоопасных смесей.

Периодичность и способы контроля указываются в руководстве по эксплуатации вентиляторов.

7.10. При продолжительных перерывах в эксплуатации вентиляторов принимаются меры по предотвращению коррозии в подшипниках.

7.11. Резервные вентиляторы необходимо через каждые 3-4 недели кратковременно включать в работу.

7.12. В процессе эксплуатации необходимо визуально следить за состоянием муфт сцепления вала двигателя и вала рабочего колеса или шкивов и ремней на валах электродвигателя и рабочего колеса. Плоскости муфт не должны касаться между собой. Ремни должны иметь одинаковое натяжение, которое проверяется в процессе технических осмотров.

7.13. При эксплуатации вентиляторов необходимо следить за тем, чтобы виброизоляторы не подвергались коррозии и все крепежные детали были затянуты.

7.14. В процессе эксплуатации вентиляторов осуществляется контроль за плотностью прилегания щеток к валу привода для снятия статического электричества с рабочего колеса.

Периодичность и способ контроля указываются в инструкции по эксплуатации вентиляторов.

7.15. Вентилятор следует немедленно остановить в случаях:

- появления стуков, ударов и вибрации в вентиляторе, двигателе или муфте сцепления;
- превышения допустимой температуры узлов вентилятора и двигателя;
- трещин в фундаменте;
- утечки газов или паров из вентилятора или воздуховода.

7.16. В случае остановки вентилятора вследствие разбалансировки рабочего колеса перед его пуском необходимо проверить состояние вала и подшипников.

7.17. Для одновременного отключения всех вентиляторов, конструктивно связанных с оборудованием или встроенных в технологические схемы, а также других вентиляторов, установленных во взрывоопасном помещении, следует предусматривать устройство, расположенное вне здания и в помещении управления.

7.18. По вентиляторам, находящимся в эксплуатации во взрывоопасных производствах и не соответствующих требованиям настоящих Правил, необходимо получить заключение о возможности их дальнейшей эксплуатации в специализированной (экспертной) организации.

VIII. РЕМОНТ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ

8.1. Ремонт вентиляторов производится в соответствии с инструкцией по техническому обслуживанию и ремонту взрывозащищенных вентиляторов, паспортами на вентиляторы, а также требованиями настоящих Правил.

8.2. Ремонтные работы по восстановлению вентиляторов включают в себя текущий и капитальный ремонт в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

8.3. Текущий ремонт осуществляется, в зависимости от габаритов вентиляторов и сложности ремонта, на специализированном участке предприятия либо на месте его установки.

8.4. Текущий ремонт включает в себя проведение регулировочных работ, замену или восстановление отдельных узлов и деталей.

К ремонту допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие удостоверение на право ремонта.

8.5. После текущего ремонта пробный пуск вентилятора производится без подсоединения воздухопроводов.

8.6. Объем работ текущего ремонта должен быть занесен в журнал учета технических освидетельствований и ремонтов и в паспорт вентилятора.

8.7. Капитальный ремонт осуществляется на специализированном участке предприятия либо на специализированном предприятии по ремонту оборудования.

8.8. В процессе капитального ремонта вентиляторов не должны нарушаться конструктивные размеры узлов и деталей. Внесение конструктивных изменений без согласования с разработчиком вентиляторов не допускается.

8.9. Порядок сдачи вентиляторов в капитальный ремонт и приемки их из ремонта осуществляется в соответствии с требованиями инструкции по техническому обслуживанию и ремонту взрывозащищенных вентиляторов и производственных инструкций.

8.10. Объем работ капитального ремонта заносится в журнал учета ремонта (текущего и капитального) и в паспорт вентилятора.

8.11. После капитального ремонта вентилятор подвергается обкатке в течение двух часов, в процессе которой проверяются нагрев корпусов подшипников, вибрация и герметичность (при закрытых заслонках либо с подсоединенными воздуховодами).

8.12. При ремонте вентиляторов не допускается применение материалов, искробезопасность, коррозионностойкость и механическая прочность которых была бы ниже соответствующих показателей материалов, из которых изготовлены вентиляторы.

8.13. Перед отсоединением для ремонта вентилятора от воздухопроводов при наличии в них взрывоопасной смеси необходимо систему продуть инертным газом или воздухом.

Проведение работ по ремонту вентиляционной системы до удаления взрывоопасных продуктов, полной остановки вентилятора и принятия мер по недопущению его случайного включения запрещается.

8.14. При ревизии, разборке и сборке вентиляторов, конструктивно связанных с оборудованием или встроенных в технологические системы, а также других вентиляторов, размещенных во взрывоопасных помещениях, необходимо использовать соответствующие инструменты и приспособления.

8.15. При ремонте корпуса, лабиринтного уплотнения и уплотнения вала вентилятора не допускается повреждений прокладок уплотнения, царапин на валу под лабиринтом. Зазор лабиринтного уплотнения регулируется заново.

8.16. Перед пуском в эксплуатацию вентиляторов, встроенных в технологическую схему производства, после ремонта или длительной остановки следует продуть прочную часть вентиляторов инертным газом.

8.17. Двигатели после ремонта проходят испытания по программе приемосдаточных испытаний с учетом требований государственных стандартов.

Результаты приемосдаточных испытаний заносятся в журнал испытаний.

8.18. При ремонте вентиляторов во взрывоопасных действующих цехах сварочные и другие работы, связанные с открытым огнем или искрообразованием, проводятся в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по промышленной и пожарной безопасности.

8.19. При проведении в процессе ремонта работ, связанных с перемещением деталей и узлов вентиляторов с помощью грузоподъемных кранов, следует руководствоваться требованиями правил по перемещению грузов грузоподъемными механизмами.

Приложение 1 Справочное

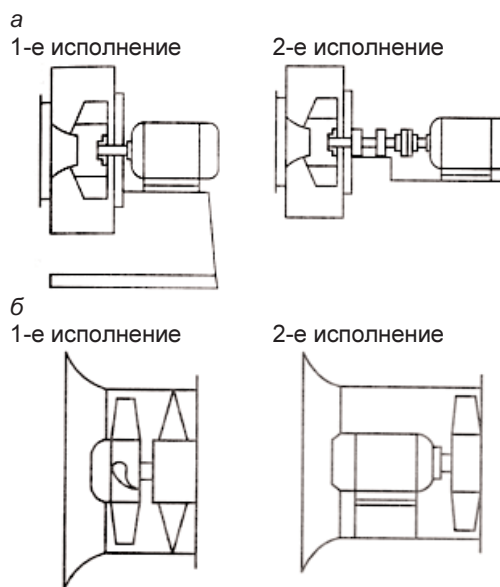


Рис. 1. Схемы конструктивных исполнений вентиляторов:

Приложение 2 Справочное

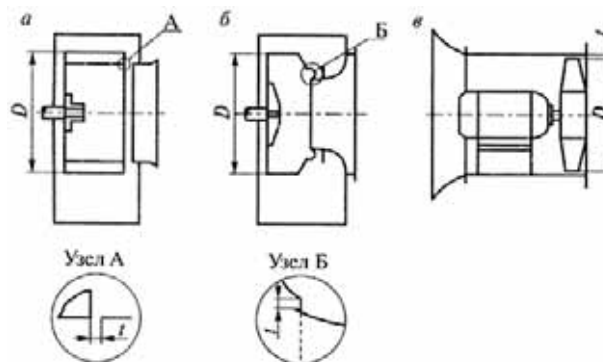


Рис. 2. Схемы зазоров вентиляторов: а - радиальных типа В.Ц14-46; б - радиальных типа В.Ц4-70; в - осевых ($t = 0,5-1,0 \%$ D)

1. Назначение и область применения:

1.1.

Назначение _____

1.2. Область применения (технологическое назначение) _____

2. Характеристика перемещаемой среды:

2.1. Состав, процентное содержание компонентов _____

2.2. Температура, °С _____

2.3. Влажность, % _____

2.4. Физико-химические свойства (коррозионное, эрозийное, механическое и химическое воздействие на основные конструкционные материалы и покрытия) _____

2.5. Запыленность (величина дисперсного состава пыли, %, общая величина запыленности, г/м³, характеристика пыли по физическим, механическим свойствам, химическим показателям, включая склонность к образованию взрывоопасных искрообразующих отложений в вентиляторе и системе) _____

2.6. Категория и группа взрывоопасности среды _____

3. Параметры и характеристики продукции новой разработки:

3.1. Показатели назначения (обоснованные конструкцией, расчетами, испытаниями и исследованиями по аналогичным вентиляторам):

производительность, _____

м³/ч _____

полное давление, _____

Па _____

частота вращения, _____

мин⁻¹ _____

максимальный полный _____

кпд _____

установочная мощность электродвигателя, _____

кВт _____

напряжение, В _____ частота, Гц _____ ток _____

3.2. Показатели надежности:

средний ресурс до первого капитального _____

ремонта, ч _____

назначенный срок службы, _____

лет _____

наработка на отказ, _____

ч _____

4. Отечественный и зарубежный (если имеются) аналоги вентиляторов, работающие в данных условиях (тип, параметры, материал, сменность работы, срок службы) _____

5. Характеристика окружающей среды:

температура, _____

°С _____

влажность, % _____

запыленность (состав и величина запыленности, характеристика пыли по компонентам и агрессивности, дисперсность пыли) _____

6. Другие требования:

6.1. Требования к окраске вентилятора _____

6.2. Требования к составу запасных частей, приспособлений, материалов _____

| Агрессивные компоненты, входящие в состав взрывоопасных смесей | Сильноагрессивная среда | | Среднеагрессивная среда | | Слабоагрессивная среда | |
|--|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| | Концентрация, мг/м ³ | Рекомендуемые материалы и покрытия | Концентрация, мг/м ³ | Рекомендуемые материалы и покрытия | Концентрация, мг/м ³ | Рекомендуемые материалы и покрытия |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Кислота серная (пар) | >2,5 | 10X17H13M3T, 06XH28MДТ | 0,3-2,5 | 10X17H13M3T, 06XH28MДТ | <0,3 | 10X17H13M3T, 12X18H10T |
| Кислота соляная (пар) | >5 | 10X17H13M3T, 06XH28MДТ | 1-5 | 10X17H13M3T, 06XH28MДТ | <0,3 | 10X17H13M3T, 12X18H10T |
| Кислота азотная (пар) | >20 | 10X17H13M3T, 06XH28MДТ | 10-20 | 10X17H13M2T, 12X18H10T | <10 | 12X18H10T, Ст3 + полимерное покрытие |
| Кислота фосфорная (пар) | >100 | 10X17H13M3T, 06XH28MДТ | 50-100 | 10X17H13M3T, 12X18H10T | <50 | 12X18H10T, Ст3 + полимерное покрытие |
| Кислота фтористоводородная (пар) | >5 | 06XH28MДТ | 1-5 | 06XH28MДТ, 10X17H13M3T | <10 | 12X18H10T, Ст3 + полимерное покрытие |
| Кислота уксусная (пар) | >5 | 10X17H13M3T, 0X23H28M3-Д3Т | 1-5 | 10X17H13M3T, X17H13M2T | <1 | X17H13M2T, 12X18H10T |
| Хлор (влажный газ) | >10 | 10X17H13M3T, 06XH28MДТ | 5-10 | 10X17H13M3T, 12X18H10T | <5 | 12X18H10T, Ст3 + полимерное покрытие |
| Бром (влажный газ) | >50 | 06XH28MДТ, 10X17H13M3T | 20-50 | 06XH28MДТ, 10X17H13M3T | <20 | 10X17H13M3T, 12X18H10T |
| Сероводород (влажный газ) | >100 | 06XH28MДТ, 10X17H13M3T | 10-100 | 10X17H13M3T, 12X18H10T | <10 | 12X18H10T, Ст3+ полимерное покрытие |
| Сероуглерод | >100 | 06XH28MДТ, 12X18H10T | 10-100 | 12X18H10T | <10 | Ст3 |

Правила устройства, монтажа и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов (ПБ 03-590-03)

Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.2003 N 84

Федеральный горный и промышленный надзор России

Общие для всех или нескольких областей надзора, Химические, нефтехимические, нефтеперерабатывающие и другие взрывопожароопасные и вредные производства

Действующий

Дата изменения в БД: 04.02.2004

Дата внесения в БД: 20.01.2004

**Приказ Федеральной службы по тарифам
от 21 марта 2006 г. N 56-э/1**

«Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети»

**Зарегистрировано в Минюсте РФ 17 апреля 2006 г.
Регистрационный N 7704**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. N 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 29, ст. 3049; 2006, N 3, ст. 301), в целях реализации пункта 63 Основ ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. N 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 9, ст. 791; 2005, N 1 (часть II), ст. 130; N 42,

ст. 4401; N 47, ст. 4930; N 51, ст. 5526), а также решением Правления ФСТ России от 21 марта 2006 года N р-15-э/1 приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети.

2. Признать утратившим силу постановление Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации от 23.10.2002 г. N 72-э/3 «Об утверждении Методических указаний по расчету размера платы за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной электрической сети» (Зарегистрировано Минюстом России 27.11.2002, регистрационный номер 3955), с изменениями и дополнениями, внесенными постановлениями Федеральной энергетической комиссии от 11.06.2003 г. N 46-э/15 (Зарегистрировано Минюстом России 26.06.2003 г., регистрационный номер 4833) и от 08.10.2003 N 88-э/11 (Зарегист-

ровано Минюстом России 17.11.2003 г., регистрационный номер 5239).

3. Установить, что утвержденные пунктом 1 настоящего приказа Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети вступают в силу в установленном порядке.

Руководитель
Федеральной службы по тарифам С. Новиков

Приложение
к приказу Федеральной службы по тарифам
от 21 марта 2006 г. N 56-э/1

Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящие Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее - Методические указания) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 г. N 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, N 16, ст. 1316; 1999, N 7, ст. 880; 2003, N 2, ст. 158; N 13, ст.

1180; N 28, ст. 2894; 2004, N 35, ст. 3607; 2005, N 1 (часть 1), ст. 37), Федеральным законом от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, N 13, ст. 1177; 2004, N 35, ст. 3607; 2005, N 1 (часть 1), ст. 37), Основами ценообразования в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации (далее - Основы ценообразования) и Правилами государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации (далее - Правила регулирования), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. N 109 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 9, ст. 791; 2005, N 1 (часть 2), ст. 130; N 43, ст. 4401; N 47, ст. 4930; N 51, ст. 5526), Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 N 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52 (часть 2), ст. 5525), постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. N 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, N 44, ст. 4312; 2005, N 7, ст. 560; N 8, ст. 658; N 17, ст. 1554; N 43, ст. 4401; N 46, ст. 4677; N 47, ст. 4930).

2. Методические указания определяют методологию расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее - ЕНЭС), устанавливаемых Федеральной службой по тарифам (далее - Службой).

3. Понятия, используемые в настоящих Методических указаниях, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 14 апреля 1995 г. N 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федеральном законе от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. N 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» и постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. N 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям».

4. В соответствии с настоящими Методическими указаниями осуществляется расчет устанавливаемых Службой в

соответствии с законодательством Российской Федерации тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые организацией, осуществляющей деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии по ЕНЭС (далее - Организацией), с использованием:

- * принадлежащих ей на праве собственности объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС;
- * принадлежащих иным лицам объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС.

5. Тарифы, указанные в пункте 4 настоящих Методических указаний, устанавливаются для субъектов оптового рынка, а также иных лиц, имеющих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании объекты электроэнергетики, технологически присоединенных в установленном порядке к единой национальной (общероссийской) электрической сети используемой Организацией для оказания услуг по передаче электрической энергии, в том числе для:

5.1. сетевых организаций, технологически присоединенных в установленном порядке к ЕНЭС;

5.2. энергоснабжающих, энергосбытовых организаций и гарантирующих поставщиков электрической энергии, заключивших договоры на услуги по передаче электрической энергии с Организацией в интересах потребителей (покупателей), имеющих на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства и прочие объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к ЕНЭС;

5.3. потребителей (покупателей) - субъектов оптового рынка электрической энергии и потребителей розничного рынка электрической энергии, самостоятельно заключивших договоры на услуги по передаче электрической энергии с Организацией, имеющих на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства и прочие объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к ЕНЭС;

5.4. собственников или иных законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, самостоятельно использующих объекты ЕНЭС;

5.5. субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющих экспортно-импортные операции в отношении электрической энергии.

II. ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЕНЭС

6. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией, рассчитываются исходя из объема необходимой валовой выручки Организации, обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных расходов и прибыли, рассчитываемой в соответствии с Основами ценообразования.

7. Расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией, основывается на принципе обязательности раздельного учета объемов продукции (услуг), доходов и расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации.

8. В случае, если Организация помимо регулируемой деятельности по передаче электрической энергии осуществляет иные виды деятельности, регулируемые в соответствии с законодательством об электроэнергетике, часть общехозяйственных расходов Организации относится на

данный вид регулируемой деятельности пропорционально доле прямых расходов на осуществление этого вида деятельности в общем объеме прямых расходов на все виды деятельности, регулируемые в соответствии с законодательством об электроэнергетике, на расчетный период регулирования.

9. В случае, если по итогам расчетного периода регулирования на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности и иных материалов выявлены необоснованные расходы Организации за счет поступлений от регулируемой деятельности, указанные расходы исключаются из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на следующий расчетный период регулирования.

10. Выявленные по данным отчетности не использованные в течение предшествующего периода регулирования средства по отдельным статьям расходов учитываются Службой при расчете тарифов на следующий расчетный период регулирования в качестве источника покрытия расходов этого периода.

11. Служба на основе предварительно согласованных с ней мероприятий по сокращению расходов Организации обязана в течение 2-х лет после окончания срока окупаемости расходов на проведение этих мероприятий сохранять расчетный уровень расходов, учтенных при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии, на период, предшествующий сокращению расходов.

12. Если Организация осуществляет кроме регулируемой иные виды деятельности, расходы на их осуществление и полученные от этих видов деятельности доходы (убытки) не учитываются при расчете тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, оказываемые Организацией.

13. Если Организация в течение расчетного периода регулирования понесла экономически обоснованные расходы, не учтенные при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, в том числе расходы, связанные с объективным и незапланированным ростом цен на продукцию, потребляемую в течение расчетного периода регулирования, эти расходы учитываются Службой при расчете тарифов на услуги по передаче электроэнергии, оказываемые Организацией, на последующий расчетный период регулирования (включая расходы, связанные с привлечением и обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств).

14. Необходимая валовая выручка Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства состоит из следующих составляющих:

- * необходимой валовой выручки Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих ей на праве собственности;
- * необходимой валовой выручки Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам.

15. Необходимая валовая выручка Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, рассчитывается по формуле:

$$НВВ_1 = НВВ_{1р} + \text{Дельта } НВВ_1, \quad (1)$$

$$НВВ_2 = НВВ_{2р} + \text{Дельта } НВВ_2, \quad (2)$$

НВВ_{1р}, НВВ_{2р} – объемы необходимой валовой выручки Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих ей на праве собственности (НВВ_{1р}), и принадлежащих иным лицам (НВВ_{2р}), в расчетном периоде регулирования, обеспечивающих компенсацию экономически обоснованных расходов на оказание услуг по передаче электрической энергии по ЕНЭС и получение прибыли, определяемой в соответствии с Основами ценообразования;

Дельта НВВ₁,

Дельта НВВ₂ – расходы Организации за предшествующий расчетный период регулирования, подлежащие исключению из необходимой валовой выручки возмещению при расчете тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии по ЕНЭС в расчетном периоде регулирования в соответствии с пунктами 9-13 настоящих Методических указаний, относимые на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих Организации на праве собственности (Дельта НВВ₁), и принадлежащих иным лицам (Дельта НВВ₂).

16. Необходимая валовая выручка Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам, рассчитывается по формуле:

$$НВВ_2 = \text{Сумма } НВВ_{2i}, \quad (3)$$

где:

НВВ_{2i} – необходимая валовая выручка Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам, принадлежащая на i-й субъект Российской Федерации.

III. РАСЧЕТ РАСХОДОВ И ПРИБЫЛИ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В НЕОБХОДИМУЮ ВАЛОВУЮ ВЫРУЧКУ ОРГАНИЗАЦИИ НА СОДЕРЖАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА, ВХОДЯЩИХ В ЕНЭС

17. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации, нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

18. В необходимую валовую выручку Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль.

19. В необходимую валовую выручку Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, включается сумма налога на прибыль данной Организации.

20. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- * на топливо, определяемые в соответствии с пунктом 22 Основ ценообразования;
- * на покупаемую электрическую и тепловую энергию, определяемые в соответствии с пунктами 23, 36 Основ ценообразования;
- * на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, определяемые в соответствии с пунктом 24 Основ ценообразования;
- * на сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 25 Основ ценообразования;
- * на ремонт основных средств, определяемые в соответствии с пунктом 26 Основ ценообразования;
- * на оплату труда и отчисления на социальные нужды, определяемые в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования;
- * на амортизацию основных средств и нематериальных активов, определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования;
- * на оплату договоров использования (аренды) объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, учитывающих средства на возмещение экономически обоснованных расходов собственников объектов ЕНЭС и прибыль, обеспечивающую доходность используемого капитала, соответствующую норме доходности капитала, устанавливаемой для Организации;
- * на оплату договоров оказания услуг организаций, осуществляющих эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС;
- * прочие расходы, определяемые в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования.

21. Расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

- * капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство, определяемые на основе пункта 32 Основ ценообразования;
- * выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов, определяемые на основе пункта 33 Основ ценообразования;
- * взносы в уставные (складочные) капиталы организаций, определяемые на основе пункта 34 Основ ценообразования;
- * прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты Организации на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

22. В необходимую валовую выручку на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, включаются внереализационные расходы, в том числе расходы по сомнительным долгам. При этом в составе резерва по сомнительным долгам может учитываться дебиторская задолженность, возникшая при осуществлении соответствующего регулируемого вида деятельности. Уплата

сомнительных долгов, для погашения которых был создан резерв, включенный в тариф в предшествующий период регулирования, признается доходом и исключается из необходимой валовой выручки в следующем периоде регулирования с учетом уплаты налога на прибыль организаций.

В состав внереализационных расходов включаются также расходы на консервацию основных производственных средств, используемых в регулируемой деятельности.

23. При отсутствии нормативов по отдельным статьям расходов допускается использовать в расчетах экспертные оценки, основанные на отчетных данных.

IV. РАСЧЕТ ТАРИФА НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЕНЭС

24. Тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС рассчитывается в виде ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, и ставки тарифа на оплату нормативных технологических потерь.

25. Расчет ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, по *i*-ому субъекту Российской Федерации производится по формуле:

$$T = \frac{HBB_1}{i \cdot N \times M} + \frac{HBB_{2i}}{N_i \times M}, \quad (4)$$

где:

N - суммарная величина заявленной мощности по участникам рынка электрической энергии, указанным в пункте 5 настоящих Методических указаний (с учетом пропускной способности присоединенной сети);

N_i - суммарная по *i*-му субъекту Российской Федерации величина заявленной мощности участников рынка электрической энергии, указанных в подпунктах 5.1 - 5.4 пункта 5 настоящих Методических указаний;

M - число месяцев в периоде регулирования.

26. Ставка тарифа на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в ЕНЭС равняется устанавливаемым Службой тарифам на покупку электрической энергии (мощности) с оптового рынка. Стоимость нормативных технологических потерь рассчитывается как произведение соответствующей ставки тарифа на оплату нормативных технологических потерь, объема отпуска электрической энергии из ЕНЭС и нормативов технологических потерь, устанавливаемых Минпромэнерго России, за вычетом потерь, оплаченных на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

27. Для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией, используются следующие материалы, приведенные в приложении к настоящему Методическим указаниям:

1) расчет заявленной мощности участников рынка электрической энергии, указанных в пункте 5 настоящих Методических # (таблица N П1.1);

2) расчет расходов и прибыли на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией (таблица N П1.2);

3) расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов (таблица N П1.3);

4) расчет расходов на оплату труда (таблица N П1.4);

5) расчет источников финансирования капитальных вложений Организации (таблица N П1.5);

6) справка о финансировании и освоении капитальных вложений Организации (таблица N П1.6);

7) расчет ставок тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание объектов электросетевого хозяйства (таблица N П1.7).

Приложение
к Методическим указаниям
по расчету тарифов на услуги
по передаче электрической энергии
по единой национальной
общероссийско электрической сети

Таблица N П1.1. Расчет заявленной мощности участников рынка электрической энергии, указанных в пункте 5 настоящих Методических указаний

| МВт | | | |
|------|-------------------------|----------------|--------------------------------|
| п.п. | Наименование показателя | Базовый период | Расчетный период регулирования |
| 1 | 2 | 4# | 5# |
| 1 | Всего: | | |
| 2 | в том числе: | | |
| ... | | | |

Таблица N П 1.2/ Расчет расходов и прибыли на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые Организацией по управлению ЕНЭС

| тыс. руб. | | | |
|-----------|---|----------------|--------------------------------|
| п.п. | Наименование показателя | Базовый период | Расчетный период регулирования |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| A | Расходы, связанные с производством и реализацией | | |
| 1. | Материальные затраты | | |
| | в том числе: | | |
| 1.1. | Сырье и материалы | | |
| 1.2. | Покупная электроэнергия | | |
| 1.3. | Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств) | | |
| 1.4. | Спецдежда | | |
| 2. | Амортизационные отчисления | | |
| | Амортизационные отчисления для налогового учета (справочно) | | |
| 3. | Расходы на оплату труда | | |
| 3.1. | Оплата труда | | |
| 3.2. | Единый социальный налог | | |
| 4. | Прочие расходы | | |
| 4.1. | Ремонт основных фондов | | |
| 4.2. | Оплата работ и услуг сторонних организаций | | |
| | из них: | | |
| | - услуги связи | | |
| | - услуги вневедомственной охраны | | |
| | - коммунального хозяйства | | |

| | | | |
|------|---|--|--|
| | - юридические и информационные услуги | | |
| | - аудиторские и консультационные услуги | | |
| | - другие | | |
| 4.3. | Расходы на командировки и представительские расходы | | |
| 4.4. | Арендная плата | | |
| 4.5. | Расходы на подготовку кадров | | |
| 4.6. | Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности | | |
| 4.7. | Расходы на страхование | | |
| | из них: | | |
| | - страхование имущества | | |
| | - страхование ответственности | | |
| 4.8. | Другие прочие расходы | | |
| B. | Налоги и сборы | | |
| | - налог на землю | | |
| | - налог на имущество | | |
| | - прочие налоги и сборы | | |
| B | Внебюджетные расходы | | |
| 1. | Проценты по долговым обязательствам | | |
| 2. | Убытки прошлых лет | | |
| 3. | Другие внебюджетные расходы | | |
| C | Итого расходов (п. А + п. В) | | |
| D | Прибыль до налогообложения | | |
| 1. | Налог на прибыль | | |
| 2. | Чистая прибыль | | |
| 3. | Расходы на развитие производства | | |
| | в том числе: | | |
| | капитальные вложения | | |
| 4. | Расходы на социальные нужды | | |
| 5. | Дивиденды по акциям | | |
| 6. | Формирование резервного фонда | | |
| 7. | Прибыль на прочие цели | | |

Таблица N П 1.3. Расчет амортизационных отчислений на восстановление основных производственных фондов

| тыс. руб. | | | |
|-----------|---|----------------|--------------------------------|
| п.п. | Наименование показателя | Базовый период | Расчетный период регулирования |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Первоначальная стоимость основных производственных фондов на начало периода регулирования | | |
| 2 | Ввод основных производственных фондов | | |
| 3 | Выбытие основных производственных фондов | | |
| 4 | Средняя за отчетный период стоимость основных производственных фондов | | |
| 5 | Средняя норма амортизации | | |
| 6 | Сумма амортизационных отчислений | | |

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Таблица N П 1.4. Расчет расходов на оплату труда

| п.п. | Наименование показателя | единица измерения | Базовый период | Расчетный период регулирования |
|------|---|-------------------|----------------|--------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Численность персонала | чел. | | |
| 2 | Минимальная тарифная ставка рабочего 1 разряда | руб. | | |
| 3 | Средний индекс роста потребительских цен на базовый период | % | | |
| 4 | Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом индекса на начало периода регулирования | руб. | | |
| 5 | Средний индекс роста потребительских цен на период регулирования | % | | |
| 6 | Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом индекса на период регулирования | руб. | | |
| 7 | Средняя степень оплаты труда | | | |
| 8 | Тарифный коэффициент | | | |
| 9 | Среднемесячный должностной оклад на период регулирования | руб. | | |
| 10 | Процент выплат, связанных с режимом работы | % | | |
| 11 | Сумма выплат, связанных с режимом работы | руб. | | |
| 12 | Процент текущего премирования | % | | |
| 13 | Сумма выплат по текущему премированию | руб. | | |
| 14 | Процент выплат вознаграждений за выслугу лет | % | | |
| 15 | Сумма вознаграждения за выслугу лет | руб. | | |
| 16 | Процент выплат вознаграждений по итогам работы за год | % | | |
| 17 | Сумма вознаграждений по итогам работы за год | руб. | | |
| 18 | Процент выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам | % | | |
| 19 | Сумма выплат по районным коэффициентам и северным надбавкам | руб. | | |
| 20 | Среднемесячная заработная плата на одного работника | руб. | | |
| 21 | Период регулирования | мес. | | |
| 22 | Суммарные расходы на оплату труда | тыс. руб. | | |

Таблица N П 1.5. Расчет источников финансирования капитальных вложений Организации по управлению ЕНЭС

| п.п. | Наименование показателя | единица измерения | Базовый период | Расчетный период регулирования |
|------|--|-------------------|----------------|--------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Объем капитальных вложений, всего | | | |
| 2. | Финансирование капитальных вложений за счет: | | | |
| 2.1. | Амортизационных отчислений | | | |
| 2.2. | Прибыли предприятия | | | |
| 2.3. | Федерального бюджета | | | |
| 2.4. | Бюджета субъектов Российской Федерации | | | |
| 2.5. | Неиспользованных средств на начало года | | | |
| 2.6. | Прочих источников | | | |

Таблица N П 1.6. Справка о финансировании и освоении капитальных вложений Организации по управлению ЕНЭС

| п.п. | Наименование показателя | единица измерения | Базовый период | Расчетный период регулирования |
|------|--|-------------------|----------------|--------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Объем капитальных вложений, всего | | | |
| 2. | Финансирование капитальных вложений за счет: | | | |
| 2.1. | Амортизационных отчислений | | | |
| 2.2. | Прибыли предприятия | | | |
| 2.3. | Федерального бюджета | | | |
| 2.4. | Бюджета субъектов Российской Федерации | | | |
| 2.5. | Неиспользованных средств на начало года | | | |
| 2.6. | Прочих источников | | | |

Таблица N П 1.7. Расчет ставок тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание объектов электросетевого хозяйства

| п.п. | Наименование показателя | единица измерения | Базовый период | Расчетный период регулирования |
|------|--|-------------------|----------------|--------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Необходимая валовая выручка Организации на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих ей на праве собственности (НВВ 1) | тыс. руб. | | |
| 2 | Суммарная величина заявленной мощности по участникам рынка электрической энергии, указанным в пункте 5 настоящих Методических указаний (с учетом пропускной способности присоединенной сети) (N) | МВт | | |
| 3 | Число месяцев в периоде регулирования | мес. | | |
| 4 | Необходимая валовая выручка Организации на содержание используемых Организацией объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, принадлежащих иным лицам по субъектам Российской Федерации (НВВ 2i), в том числе: | тыс. руб. | | |
| ... | | тыс. руб. | | |
| ... | | тыс. руб. | | |
| 5. | Суммарная по субъектам Российской Федерации величина заявленной мощности участников рынка электрической энергии, указанных в подпунктах 5.1 - 5.4 пункта 5) настоящих Методических указаний, в том числе по i-тым субъектам Российской Федерации (Ni): | МВт | | |
| ... | | МВт | | |
| ... | | МВт | | |
| 6 | Ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, по субъектам Российской Федерации (Ti): | руб./МВт в мес. | | |
| ... | | руб./МВт в мес. | | |
| ... | | руб./МВт в мес. | | |