

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ



ДЕКАБРЬ
2004

СОДЕРЖАНИЕ



НОВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

4

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

15

– СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. СПРАВОЧНАЯ КНИГА

15

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

16

– ТОПЛИВО, ЭНЕРГИЮ, ДЕНЬГИ – ЧТО ЭКОНОМИТЬ?

16

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

19

– ПРИМЕНЕНИЕ СИП В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 0,4–35 КВ

19

– МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОГА СРАБАТЫВАНИЯ УЗО, ИЗМЕРЕНИЯ ТОКА УТЕЧКИ В ЗОНЕ ЗАЩИТЫ УЗО, ВЫЯВЛЕНИЯ ДЕФЕКТНЫХ ЦЕПЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

25

– ТИРИСТОРНЫЙ РЕГУЛЯТОР КАК СРЕДСТВО ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ В НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ СИСТЕМАХ

27

– РЕСУРСО- И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ

29

– АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ДО 1 КВ. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

35

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

42

– ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ И ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В ТРУБОПРОВОДАХ

42

– МАЗУТ КАК ТОПЛИВО. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ.

45

– ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

49

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

52

– ПОКУПАЕМ ВОЗДУХ, ИЛИ КАК ПОКУПАТЬ КОМПРЕССОРЫ

52

– ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКЕ

56

ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК № 12/2004

ЭНЕРГОАУДИТ	58
- ГДЕ ПРОВОДЯТ ЭНЕРГОАУДИТ? ЭНЕРГОАУДИТОР В ВАШЕМ ОФИСЕ И НА ПОДСТАНЦИИ	58
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
- ОБЗОР РЫНКА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ	60
МЕТРОЛОГИЯ	63
- ЧТО ПРОДАЕТСЯ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И КАК ПРАВИЛЬНО ЭТО ИЗМЕРИТЬ?	63
ОБМЕН ОПЫТОМ	69
- НОВЫЕ ТАРИФЫ ДЛЯ МТС	69
ОХРАНА ТРУДА	71
- ТРЕНИРУЮЩИЕ СИСТЕМЫ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА – В ПРАКТИКУ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	71
- ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЗАЩИТЫ ОТ ЭЛЕКТРОПОРАЖЕНИЯ	73
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	75
- РАСПОРЯЖЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ ОТ 1 ОКТЯБРЯ 2004 г. № 1257-Р (О ЛИКВИДАЦИИ ГОСУЧРЕЖДЕНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА, НАХОДЯЩИХСЯ В ВЕДЕНИИ РОСТЕХНАДЗОРА)	75
- МЕТОДИКА РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОВ ИХ ПЛАНОВОГО ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ)	78
- ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ	85
МАТЕРИАЛЫ ОПУБЛИКОВАННЫЕ В ЖУРНАЛЕ В 2004 г.	87
«СВЕТОЧ ДУХОВНОСТИ»	93
РОЖДЕНИЕ СОЛНЦА ИСТИНЫ	93
СКАНВОРД	96



«ЭЛЕКТРОРЕФОРМА ПОЙДЕТ ПРЯМЫМ ПУТЕМ»

Инициативу радикальной корректировки плана полной либерализации энергорынка глава РАО «ЕЭС России» Анатолий Чубайс неожиданно выдвинул на ежегодной конференции инвесторов, организованной компанией Brunswick Wartburg UBS. Судя по всему, время для решительного отказа от старой модели перехода к свободной купле-продаже электричества было выбрано не случайно: к декабрю правительство должно сформировать свою позицию в отношении энергореформы, и времени должно хватить, чтобы разработать детали нового плана.

Разница между двумя моделями РАО «ЕЭС России» – старой и новой – принципиальна: по первоначальному плану предполагалось, что свободный сектор рынка электроэнергетики будет поэтапно расширяться. Так, если сейчас доля конкурентного сектора ограничена 15% общего объема генерации в стране, то на следующем этапе ее предлагалось расширить до 50%, а в перспективе полностью отказаться от государственного регулирования цен в электрической отрасли. Однако еще в начале 2004 года специалистам стало ясно, что вовлекать в действующую, фактически учебную модель рынка более широкий круг продавцов и покупателей не имеет смысла, поскольку она рассчитана только на добровольное участие производителей и потребителей энергии. Соответственно, цена в этом сегменте рынка автоматически должна была всегда быть ниже уровня, заданного регулируемыми тарифами, иначе при наличии свободы выбора свободный сектор вряд ли пользовался бы большой популярностью. С другой стороны, конкурентный сектор за год работы на площадке Администра-

тора торговой системы (АТС), который сейчас объединяет уже оба сектора – и свободный, и ФОРЭМ, – наглядно продемонстрировал свою востребованность: объем рынка составил 40 млрд кВт·ч и достиг 10% всего производства энергии в европейской части России и на Урале, а именно там и был запущен свободный сектор, так как вопрос о присоединении Сибири еще только предстоит обсудить. По объему торгов конкурентный рынок России занял девятое место в мире и пятое в Европе, объем заключенных сделок превысил 1,3 млрд долл. а цена энергии оказалась ниже, чем тариф на ФОРЭМе, в среднем на 7%. То есть интерес покупателей налицо, однако его нужно было перевести уже на качественно новый уровень. Что и сделал Анатолий Чубайс, предложив заменить механическое расширение доли свободного сектора рынка на схему головного перевода поставщиков и потребителей электричества на прямые договоры. Тактический момент для маневра был выбран точно: скептически настроенному по отношению к электрореформе Михаилу Фрадкову просто необходима «свежая идея». И она была предложена, причем с таким расчетом, чтобы ее успели хорошенько обкатать и в Минпромэнерго, и в Минэкономразвития: без их принципиального одобрения новую схему не реализовать.

Перевод всей генерации и всех потребителей на прямые договоры означает, что вопрос о присоединении Сибири к свободному сектору рынка отпадает сам собой; фактически рынок сам по себе становится единым, просто на единой площадке учитываются и заключенные долгосрочные договоры.

Что касается потребителей энергии, то идея, похоже, ка-

жется им вполне разумной. Правда, большинство опрошенных потребителей отказывались комментировать ее, ссылаясь на незнание либо недоработанность деталей схемы. И действительно, в схеме, предложенной РАО «ЕЭС России», потребителей должны разделить на три группы: крупных энергоемких, обеспечивающих поставку энергии социально значимым потребителям, всех остальных. К каждой группе предлагается применять индивидуальный подход: энергоемким, например, будет предложено заключить договор на максимально долгий срок – три-пять лет. Хотя цена для таких потребителей объективно будет несколько выше, чем до сих пор, так как самая дешевая генерация будет в первую очередь обеспечивать льготные категории потребителей, то есть население и бюджетные организации. Кроме того, предполагается, что ни крупные предприятия, ни мелкие перекупщики не смогут выбирать поставщиков самостоятельно; процесс будет контролироваться Федеральной службой по тарифам, а каждому поставщику будет предложен пакет сбалансированных двусторонних договоров, где дорогая и дешевая генерации будут смешаны так, чтобы в итоге получить приемлемую цену. В противном случае крупные потребители, обладающие большими лоббистскими возможностями, быстро распределили бы дешевую генерацию между собой, а всем остальным досталась бы только дорогая, рассуждают разработчики. И самое главное – каждый год объемы электричества, закрепленные двусторонним договором, будут уменьшаться. Да и сам покупатель в любой момент может выйти из договора в

Окончание на с. 5 >>

«ЭЛЕКТРОРЕФОРМА ПОЙДЕТ ПРЯМЫМ ПУТЕМ»

>>>Окончание. Начало на с. 4

одностороннем порядке, если цена свободного сектора рынка его больше устроит.

Таким образом, доля свободного сектора будет год от года плавно увеличиваться. И в тот момент, когда правительство откажется от госрегулирования отрасли, у покупателей будет возможность либо продлить договор, либо полностью уйти на свободный рынок. В целом же, несмотря на небольшое повышение цен для крупных энергоемких производств (особенно это значимо для металлургов), подавляющее большинство потребителей внакладе не останется: цены будут иметь выраженную тенденцию к понижению.

Но и такая ситуация при всей своей очевидной выгоде

может обернуться проблемами. Так, например, произошло в Англии, где с 2000 года цены на электричество резко пошли вниз. Казалось бы, потребители должны радоваться. Однако из-за дешевизны станции с более дорогой генерацией не выдерживали конкуренции, терпели банкротство, а строить новые было невыгодно опять же из-за слишком низких цен. В итоге возник даже небольшой дефицит электроэнергии. Конечно, России подобная ситуация вряд ли грозит: в Англии прямые договоры никто, кроме рынка, не регулировал, а у нас за этим будет следить ФСТ. Кроме того, наверное, в какой-то форме будет реализована и еще одна идея РАО «ЕЭС России» – фонд гарантирования инвестиций в электроэнергетику, – которая направлена как раз против по-

добного негативного развития событий. Напомним, правительству предстоит справиться еще с одним бичом энергореформы – перекрестным субсидированием. Хотя система прямых договоров сама нуждается в доработке: во-первых, нужно определить порядок подбора продавцов энергии покупателям; во-вторых, очередность пропуска электричества различных поставщиков при наличии сетевых ограничений; и в конце концов даже критерий отнесения предприятия к числу энергоемких.

Вопросов много, но большинство экспертов сходится в мнении, что система прямых договоров гораздо прогрессивнее, чем действующая модель рынка, а вопросы будут сняты при дальнейшей доработке.

«Коммерсантъ»

УБЫТОЧНОСТЬ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ХОТЯТ НИВЕЛИРОВАТЬ ЗА СЧЕТ РАЗМЕЩЕНИЯ В ТРУДНОДОСТУПНЫХ РЕГИОНАХ



В Москве прошла международная научно-практическая конференция «Малая энергетика-2004». Учитывая ограниченность органических ресурсов, суровые климатические условия, удаленность и труднодоступность некоторых потребителей, огромную протяженность трубопроводов и электросетей (следовательно, большое количество потерь при транспортировке), значительно возрастает роль малой энергетики в обеспечении энергетической безопасности стратегических объек-

тов страны. В силу ряда объективных причин порядка 60% территории России не может быть обеспечена централизованным энергоснабжением. В этих районах эксплуатируется более 5 тыс. котельных средней мощностью в 1,5 Гкал с КПД менее 50%. Себестоимость производимой энергии значительно выше тарифа, устанавливаемого для населения, а убыток покрывается бюджетными субвенциями. Поэтому развитие малой энергетики имеет геополитическое значение, считает генеральный директор ОАО «Малая энергетика» Е.Кузин. По его мнению, представляется наиболее принципиальным создание в России национальной (с выделением малой энергетике в особое направление деятельности Минпромэнерго России) системы автономного энергоснабжения,

основу которой составили бы теплоэлектростанции малой мощности отечественного производства (в том числе АЭС малой мощности). В соответствии с Концепцией развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России к малым электростанциям отнесены электростанции мощностью до 30 МВт с агрегатами до 10 МВт, котельные и котлы общей теплопроизводительностью до 20 Гкал/час, нетрадиционные энергоустановки, использующие солнечную, ветровую, геотермальную энергию, энергию биомассы, низкотемпературное тепло, а также малые гидростанции и микроГЭС (с единичной мощностью агрегатов до 100 кВт).

ИА «INFOLine»

У ГРЕФА НЕ СПРОСИЛИ

Стремление «Газпрома» превратиться в интегрированную энергетическую компанию не понравилось министру экономического развития и торговли Герману Грефу. Дело в том, что стратегические решения «Газпром» принимает в обход чиновников из совета директоров. На днях председатель правления «Газпрома» Алексей Миллер объявил, что газовая монополия контролирует уже более 10% акций энергетической монополии РАО «ЕЭС России», а также «значительный пакет» крупнейшей региональной энергосистемы «Мосэнерго». «Мы строим многопрофильную энергетическую компанию, и после присоединения «Роснефти» мы будем двигаться в направлении диверсификации нашего бизнеса в электроэнергетику», – сказал Миллер в интервью телекомпании НТВ.

«Акционеров не выбирают», – философски заметил на это представитель РАО «ЕЭС России». Он лишь добавил, что чиновникам хорошо бы решить, имеет ли право одна крупная госкомпания скупать акции другой. Но для правительственных чиновников далекие планы «Газпрома» тоже оказались сюрпризом. Правда, министр промышлен-

ности и энергетики Виктор Христенко сразу их одобрил, назвав «логичными». Но мнение министра экономического развития и торговли Германа Грефа оказалось совсем иным. «Мне кажется, что это не самая удачная идея – расширение монопольной деятельности», – цитирует министра Reuters.

А один из подчиненных Грефа добавляет, что концерн не согласовывал инвестиции в энергетiku с советом директоров (куда входит и Греф), хотя министерство неоднократно поднимало вопрос об источнике этих вложений. «Это происходит каждый раз, когда «Газпром» показывает огромные кассовые разрывы и просит повысить тарифы», – поясняет чиновник. Между тем 10,5% акций РАО ЕЭС стоят 1,4 млрд. долл. А 15,76% акций «Мосэнерго» обошлись Газпромбанку, по его собственным данным, в 10,9 млрд. руб. в 2003 году.

Пресс-секретарь Алексея Миллера Сергей Куприянов объяснил, что вопрос о покупке акций РАО и «Мосэнерго» не выносился на совет директоров, потому что «пока это были финансовые вложения». Сделки по покупке-продаже акций

обязательно должны одобряться советом директоров, подтверждает он, но энергоактивы скупались не напрямую «Газпромом». Дочерние предприятия «Газпрома» – самостоятельные юридические лица и заключают сделки на основании собственных учредительных документов, отмечает руководитель департамента компании «Бейкер Тилли Русаудит» Эдуард Кучеров. «Если акционеры «Газпрома» хотят контролировать его дочерние компании, надо внести соответствующие положения во внутренние документы этих компаний», – подчеркивает он.

Такое поведение концерна президент Института национальной стратегии Станислав Белковский объясняет тем, что и поглощение «Роснефти», и консолидация энергетики вокруг «Газпрома» лоббируются заместителем руководителя президентской администрации, председателем совета директоров «Роснефти» Игорем Сечиным. Источник, близкий к Администрации президента, не стал комментировать это предположение. Но, по его словам, в Администрации президента нет единого мнения насчет смелых планов «Газпрома».

«Ведомости»

ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ НА 2004–2008 ГОДЫ

Правительство Москвы одобрило городскую целевую программу энергосбережения на 2004–2008 годы и на перспективу до 2010 года.

Об этом сообщили в Департаменте топливно-энергетического хозяйства Москвы, на который возложены функции государственного заказчика-координатора програм-

мы. Документ будет внесен мэром столицы на рассмотрение Московской городской Думы.

Департаменту совместно с Региональной энергетической комиссией Москвы и другими подразделениями столичного правительства поручено рассмотреть в IV квартале 2004 года вопрос о целе-

сообразности создания городского целевого бюджетного фонда энергоэффективности и энергосбережения.

Анализ выполнения городской программы энергосбережения на 2001–2003 годы показал, что намечавшиеся меры достигли ожидаемого эффекта, сообщает РИА «Новости».

ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» ПРИСТУПАЕТ К РАБОТЕ В СЕКТОРЕ СВОБОДНОЙ ТОРГОВЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

ЗАО «Интер РАО ЕЭС» приступает к работе в секторе свободной торговли (ССТ) оптового рынка электроэнергии. В течение октября–ноября компания намерена выставлять на торги не более 30 млн. кВт·ч. ежемесячно. Это решение было предложено ЗАО «Интер РАО ЕЭС» и одобрено Наблюдательным советом НП «АТС» в целях уменьшения возможных финансовых рисков и последующего анализа деятельности ЗАО «Интер РАО ЕЭС» в секторе свободной торговли. В ноябре–декабре этого года Наблюдательный совет АТС рассмотрит результаты работы компании на рынке и примет решение о предоставлении ей возможности поставки электроэнергии в секторе свободной торговли до 300 млн. кВт·ч еже-

месячно. Предполагается также возможность приобретения электроэнергии в секторе свободной торговли, для того чтобы компания могла выполнить обязательства по экспортным контрактам.

Одной из задач участия ЗАО «Интер РАО ЕЭС» в секторе свободной торговли является отработка механизмов деятельности компании для эффективной работы в условиях реальной конкуренции и либерализованного энергетического рынка. В 2004 году ЗАО «Интер РАО ЕЭС» разработало собственную торговую стратегию, апробированную в ходе имитационных торгов электроэнергией, а также подготовило и испытало математический аппарат, позволяющий с высокой вероятностью прогнози-

ровать ценообразование в секторе свободной торговли. Основой для выработки торговой стратегии и методики ценового прогноза стал анализ эффективности деятельности дочерних компаний «Интер РАО ЕЭС» на зарубежных рынках электроэнергии, прежде всего на скандинавском рынке электроэнергии «NordPool».

В «Интер РАО ЕЭС» подчеркнули, что деятельность компании в секторе свободной торговли будет осуществляться на основании действующих нормативных документов, не предусматривающих никаких преимуществ или особых правил ни для самой компании, ни для экспортно-импортных операций с электроэнергией.

ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» – дочернее предприятие РАО «ЕЭС России» (60%) и концерна «Росэнергоатом» (40%). Компания выполняет функции экспортно-импортного оператора холдинга РАО «ЕЭС России» и концерна «Росэнергоатом».

В ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВВЕДЕН НОВЫЙ ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ПУЛЬТ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ АЛТАЙСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ АЛТАЙ

В Алтайском региональном диспетчерском управлении в опытно-промышленную эксплуатацию введен новый диспетчерский пульт управления энергосистемой Алтайского края и Республики Алтай.

Необходимость ввода в эксплуатацию нового оборудования связана с моральным и физическим износом действующего комплекса, который был введен в строй в 1975 году.

В соответствии с предварительными договоренностями, финансирование проекта осуществлено за счет ОАО «Алтайэнерго» с последующим выкупом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» данного технологического комплекса. Общий объем инвестированных средств составил около 15 млн. руб.

По мнению специалистов, на сегодня это самый современный в Сибири пульт управления энергосистемой. Как заявил директор Алтайского РДУ Сергей Спиридонов, комплекс позволяет с секундным интервалом фиксировать и обрабатывать до десяти тысяч параметров с 64 электроэнергетических объектов на территории края и Республики Алтай, определять состояние коммутационных аппаратов (линий передач, генераторов, трансформаторов).

Центральный узел связи, по словам директора Алтайского РДУ, способен, помимо стандартных функций АТС, работать по 80 прямым каналам диспетчерской связи. Это дает возможность современными средствами ввести наиболее экономич-

ный режим, повысить оперативность в ликвидации аварийных ситуаций и, как следствие, улучшить качество и надежность электроснабжения потребителей.

Техническое перевооружение и развитие производственно-технологического комплекса Региональных диспетчерских управлений проводится в рамках реализации общей инвестиционной политики ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». В 2004 году установлен современный щит на базе видеокубов в Северокавказском РДУ. Ведутся работы по замене диспетчерских щитов в Омском, Челябинском, Чувашском, Кубанском, Ростовском, Нижегородском и Тульском РДУ.

«Труд»

ЧУБАЙСОВСКАЯ РЕФОРМА УПЕРЛАСЬ В «РусАл»

В распоряжении RBC daily оказалось письмо-доклад на имя руководителя Федерального агентства по промышленности Бориса Алешина, подготовленное менеджментом компании «Русский алюминий». Среди множества патриотичных пунктов экономического доклада большое место уделяется рассуждениям о ходе реформы электроэнергетики. Вернее – ее резкой критике. Впрочем, такое внимание и сочувствие алюминщиков к процессу реструктуризации российской электроэнергетики может объясняться не только заботой о росте нашей экономики. Ни для кого не секрет, что между «РусАлом» и ПАО «ЕЭС» до сих пор продолжается конфликт вокруг Богучанской и Саяно-Шушенской ГЭС.

Письмо на имя г-на Алешина подписано заместителем генерального директора по связям с государственным органами Андреем Федоровым и содержит массу полезных предложений со стороны крупнейшего в России производителя алюминия. Так, например, специалисты «РусАла» сделали вывод, что «качественный экономический рост в России представляется невозможным без грамотной постановки задачи по поиску эффективных путей развития инфраструктуры и систем жизнеобеспечения», а «упор на развитие только нефтегазового комплекса, даже чисто количественно, не может обеспечить выполнение поставленных задач экономического роста». Однако при чтении аналитической записки складывается ощущение, что главная ее цель – подвергнуть сомнению все достижения вышедшей на финишную прямую схемы реформирования электроэнергетики, предложенной Анатолием Чубайсом.

В главе под знаковым названием «Преобразования электроэнергетики России: видимость и суть» алюминщики приводят несколько сокрушительных для энергохолдинга доводов. Во-первых, считают представители «РусАла», борьба в конкурентном секторе оптового рынка электроэнергии весьма условна, поскольку участниками сектора свободной торговли являются в основном дочерние и зависимые общества ПАО «ЕЭС России».

«Несмотря на провозглашенные условия обеспечения доступа на регулируемый и свободный сектора оптового рынка, до сих пор сохраняется дискриминация в отношении независимых от ПАО «ЕЭС России» организаций (поставщиков и покупателей)», – отмечается в материалах «РусАла». Здесь же приводятся данные о том, что по сравнению с мартом текущего года на свободном рынке объем торгов уменьшился на 20%, притом что общее количество участников увеличилось. Кроме того, обращается внимание на то, что в настоящее время цена в секторе свободной торговли фактически достигла цены регулируемой, тогда как изначально она была на 20% ниже.

Главная же претензия «РусАла» подвергает сомнению базис и «святая святых» реформы – принцип формирования оптовых генерирующих компаний (ОГК). ОГК после окончательной реструктуризации отрасли будут находиться в неравных стартовых условиях на конкурентном рынке, так как себестоимость производства электроэнергии у них различается на 50–90%, и таким образом – создается возможность для манипуляций на рынке и сговора нескольких генерирующих компаний – к тако-

му печальному выводу пришли экономисты «РусАла». Кроме того, значительным риском, который заложен в модель реформирования, является возможное получение контроля над ОГК иностранными инвесторами, что противоречит интересам национальной экономики. Завершающей частью гневной «саги о реформе Чубайса» в интерпретации алюминиевого гиганта стало недовольство по поводу параллельного существования двух секторов оптового рынка электроэнергии – регулируемого, где цены устанавливаются федеральными и региональными энергетическими комиссиями, и свободного, где тарифы формируются на основе средне-взвешенной равновесной цены. Подобная ситуация характеризуется, по версии «РусАла», тем, что в конкурентном рынке участвуют производители, выделяющиеся наибольшей эффективностью производства электроэнергии – ГЭС, ГРЭС и АЭС. «Открытие рынка электроэнергии для свободной конкуренции в объемах до 15% от общего производства участников оптового рынка в энергозоне Сибири приведет к росту тарифов на электроэнергию в регулируемом секторе на 30%», – возмущается «РусАл». Альтернатива, которую предлагает «РусАл», поражает своей смелостью. «Государство должно сохранить ПАО «ЕЭС России» как единую генерирующую компанию, выделив из нее инфраструктурные организации и обеспечив прямое участие государства в ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» («Федеральная сетевая компания» и «Системный оператор» – RBC daily). Эксперты же относятся к «русаловским» ини-

Окончание на с. 9 >>

ЧУБАЙСОВСКАЯ РЕФОРМА УПЕРЛАСЬ В «РУСАЛ»

>>>Окончание. Начало на с. 8

циативам с изрядной долей скепсиса. «Объективность этого анализа подвергается сомнению. Уже давно известно, что структуры, подконтрольные Олегу Дерипаске, – «РусАл», «ЕвроСибЭнерго» и «Базэл» – выступают против энергореформы, драйвером которой является Анатолий Чубайс. Но, видимо, основным объектом интереса алюминщиков являются электроэнергети-

ческие активы, расположенные в Сибири. Уже сейчас они имеют около 70% в Красноярской ГЭС и около 30% – в «ИркутскЭнерго». Самая большая опасность для «РусАла», производство которого является чрезвычайно энергоемким, – потенциальный рост тарифов на электричество после окончательной реструктуризации отрасли, возможность чего не исключают даже представители РАО «ЕЭС России». Что касается сохране-

ния РАО как единой генерации, то это очень необоснованное предложение. Управление российским энергохолдингом сейчас крайне неэффективно, и фонды его очень сильно изношены. В этих условиях необходим приход частного, пусть даже и иностранного, инвестора, который «неприватизированным» РАО ЕЭС вряд ли заинтересуется», – сказал RBC daily аналитик «Брокеркредитсервиса» Александр Корнилов.

RBCdaily

МЭРТ ПРЕДЛАГАЕТ РЕШИТЬ ПРОБЛЕМУ ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ



МЭРТ РФ подготовил и направил в правительство доклад, предлагающий решить проблему перекрестного субсидирования в электроэнергетике в течение трех лет, сообщил РБК директор Департамента регулирования тарифов и инфраструктурных реформ МЭРТ РФ Кирилл Андросов. Он отметил, что решить эту проблему можно, доведя уровень тарифа, который платит население, до «экономически обоснованного». В отдельных регионах (Москва, Санкт-Петербург и другие крупные города), по словам К. Андросова, повышение «пройдет незаметно», в силу того, что здесь последовательно в течение последних нескольких лет тарифы для населения повышались. В то же время он сказал что «в отдельных регионах, где губернаторы были либеральными и снижали населению тарифы, их рост будет существенным». Так, в Туве, Хакасии и Якутске тарифы могут увеличиться в два раза, считает К. Андросов. «В связи с этим нужна какая-то социально ори-

ентированная программа, чтобы такое повышение прошло безболезненно», – отметил директор Департамента МЭРТа. В представленном докладе министерство предлагает два ключевых механизма. Первый заключается в установлении социальной нормы, то есть «нормы потребления одним счетчиком (или квартирой) в киловаттах в месяц». Согласно второму механизму, повышение тарифов распространяется только на объем электроэнергии, выходящий за рамки соцнормы, то есть только за эту электроэнергию потребитель будет платить по экономически обоснованному тарифу. Предполагается, что данный механизм начнет работу с 1 января 2005 года, а срок повышения тарифа в пределах соцнормы растянется на три года.

К.Андросов подчеркнул, что экономически обоснованный тариф будет рассчитан для каждого субъекта РФ отдельно. По его словам, соцнорма в каждом регионе будет своя (например – 150–300 кВт в месяц), потому в зависимости от сезона и климатических условий этот показатель должен различаться. Пока не определено, каким образом будет устанавливаться данная

норма – на федеральном уровне или на уровне субъектов Федерации. При этом К. Андросов указал, что МЭРТ считает целесообразным определение нормы на федеральном уровне, «чтобы опять не устраивать политические договоренности между руководством субъектов Федерации и населением». «Можно и социальную норму установить в 1 тыс. кВт в месяц, и тогда вся эта теория развалится», – отметил при этом руководитель Департамента МЭРТ.

Кроме того, по словам К.Андросова, на данный момент определено, что Федеральная служба по тарифам в зависимости от региона будет устанавливать нижнюю планку ежегодного повышения тарифов на электроэнергию примерно на уровне 20-25% в год. «При этом какие-то регионы при первом повышении тарифа выйдут на экономически обоснованную цену, какие-то – в течение трех лет», – сказал К.Андросов.

В настоящее время МЭРТ РФ готовит план мероприятий по реализации этих мер, который должен направить в правительство до конца сентября 2004 года.

spbland.ru

«ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ СЕЙЧАС ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ПОЛИТИЧЕСКИМ ФАКТОРОМ – РЕАЛИЗАЦИЕЙ РЕФОРМЫ ОТРАСЛИ»

Михаил Фрадков, заняв в феврале премьерское кресло, практически сразу заявил о необходимости приостановить реформу отрасли до конца года, «чтобы еще раз все взвесить». Но на заседании правительства 19 августа министр финансов Алексей Кудрин обвинил кабинет в провале реформ и потребовал, чтобы премьер взял на себя личную ответственность за реформирование энергетики и ЖКХ. Уже через неделю после этого министр промышленности и энергетики Виктор Христенко подписал приказ о создании межведомственной комиссии по реформированию электроэнергетики, которая занялась «выработкой рекомендаций и анализом реформирования электроэнергетики».

Таким образом, реформа возобновилась. Согласно первоначальному проекту, все крупнейшие электростанции должны быть включены в состав десяти оптовых генерирующих компаний (ОГК), в том числе шесть – на базе тепловых электростанций. Уже до конца нынешнего года будет учреждена ОГК № 5, куда войдут Невинномысская, Рефтинская, Средне-Уральская и Конаковская ГРЭС.

В настоящее время идет оценка активов, которые будут вноситься в уставные капиталы тепловых ОГК. Оценка ОГК № 5 была завершена в апреле и составила 900 млн долларов, сейчас уже практически завершена оценка активов будущей ОГК № 3 и близится к завершению оценка остальных. Предполагается, что все тепловые ОГК будут стоить примерно одинаково – около миллиарда долларов. Аналитики считают эту цену завышенной – при нынешних тарифах на энергию ОГК будет окупаться слишком долго.

Впрочем, о желании участвовать в аукционах по приватизации ОГК уже заявили «Газпром», МДМ, «Евросевернефть», «Базовый элемент», ЛУКОЙЛ, «Интеррос», СУАЛ-холдинг, Национальный резервный банк, Евразхолдинг, «Сургутнефтегаз» и итальянская компания ENEL. Вероятно, потенциальных покупателей успокаивает то, что в 2008 году государственное регулирование тарифов на электроэнергию будет отменено и новые хозяева компании смогут активно повышать цены на электричество, чтобы компенсировать слишком высокие затраты на покупку.

Однако может оказаться, что многие претенденты изменят свои планы из-за недавнего решения правительства создать одну государственную компанию, объединяющую все ГЭС страны, вместо ранее планировавшихся четырех гидро-ОГК.

Преимуществами нового варианта чиновники считают «упрощение процедуры контроля государства над гидрогенерацией и упрощение процедуры финансирования строительства недостроенных ГЭС». Кроме того, в законе «Об электроэнергетике» сказано, что гидрогенерирующие мощности должны оставаться в руках государства и создание единой гидро-ОГК будет способствовать укреплению госконтроля за этой сферой: долю в единой оптовой генерирующей компании купить будет возможно, однако средств, достаточных для приобретения более или менее крупного пакета акций, не говоря уже о контрольном, нет ни у кого.

Но вместе с тем создание одной сверхмощной гидро-ОГК порождает серьезную проблему – потенциальные инвесторы теперь могли бы призадуматься:

«Если я куплю тепловую ОГК, а государство заберет все ГЭС себе, то оно сможет демпинговать на рынке электроэнергии и меня разорит».

Представители РАО «ЕЭС России» в ответ заявляют, что ГЭС будут реализовывать свою энергию по цене, которая сложится на биржевом рынке за счет предложения атомных и тепловых электростанций. Полученная таким образом сверхприбыль Госэнергобудет, по-видимому, направляться в госбюджет. Но такая схема создает колоссальные проблемы для отечественной алюминиевой промышленности – ведь при отсутствии дешевого сырья конкурентоспособность этой отрасли полностью базируется на дешевой электроэнергии, вырабатываемой сибирскими ГЭС.

Если цена этой энергии сравняется с ценой электричества, вырабатываемого тепловыми станциями, алюминиевые заводы просто разорятся. Решением проблемы могли бы стать долгосрочные контракты на поставку электроэнергии с металлургами и другими энергоемкими производствами. Но пока такой вариант не рассматривается.

Наконец, остается неясным главный вопрос энергореформы: каким образом и по какой цене при приватизации ОГК будут зачитываться акции РАО «ЕЭС России» и ее дочерних предприятий? Весной 2003 года руководство РАО «ЕЭС России» утвердило стратегию реформирования отрасли под условным названием «План 5+5», в котором устанавливалось, что акционеры РАО могут получить пропорциональную долю во всех выделяемых из энергохолдинга компаниях. В результате российские промышлен-

Окончание на с. 11 >>

«ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ...»

>>Окончание. Начало на с. 10

ленники начали активно скупать акции РАО, и главная цель реформы – привлечение в российскую энергетику стратегических иностранных инвесторов – оказалась под угрозой: если круп-

ные пакеты в ОГК скупают ответственные олигархи, то иностранного «стратега» в них, как говорится, и калачом не заманишь. Озабоченный такой перспективой, Герман Греф даже предлагал продавать ОГК только за деньги, но в конце концов была

одобрена схема «деньги плюс акции». Однако очевидно, что правительство постарается свести зачетную стоимость акций к минимуму. А это сулит новые сюрпризы и неожиданные повороты в реализации энергетической реформы.

«Эксперт»

ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ РАО «ЕЭС РОССИИ» ЗА 9 МЕСЯЦЕВ 2004 ГОДА УВЕЛИЧИЛИ ВЫРАБОТКУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА 2,5%

Электростанции РАО «ЕЭС России», по оперативным данным, за 9 месяцев 2004 г. увеличили выработку электроэнергии на 2,5% по сравнению с аналогичным периодом 2003 г. с 458,2 до 469,6 млрд. кВт·ч.

В целом по России энергопотребление за 9 месяцев 2004 г. составило 654,6 млрд. кВт·ч, превысив показатели 2003 г. на 2,2%. Таким образом, прирост энергопотребления в стране был обеспечен преимущественно предприятиями РАО «ЕЭС России».

С января по сентябрь 2004 г. существенно – на 15,4% по сравнению с прошлым годом – увеличилась выработка гидроэлектростанций РАО «ЕЭС России». За этот период на ГЭС холдинга было произведено 99,8 млрд. кВт·ч электроэнергии (за 9 месяцев 2003 г. – 86,5 млрд. кВт·ч). При этом выработка теп-

ловых электростанций РАО «ЕЭС России» за 9 месяцев текущего года составила 369,8 млрд. кВт·ч, что сравнимо с уровнем аналогичного периода 2003 г.

Приведенная выше динамика производственных показателей предприятий РАО «ЕЭС России» связана с тем, что уровень приточности рек Сибири, Дальнего Востока и Северного Кавказа, а также Волжско-Камского бассейна в I–II кварталах 2004 г. в основном превышал средне-многолетнюю норму. Это позволило увеличить загрузку гидроэлектростанций холдинга и снизить плановые задания на выработку электроэнергии для ряда тепловых электростанций РАО «ЕЭС России».

Кроме того, накопленные запасы гидроресурсов в водохранилищах гидроэлектростанций РАО «ЕЭС России» позволили в III квартале, в условиях сни-

жения приточности ряда сибирских рек, сохранить объем выработки ГЭС. В результате в сентябре 2004 г. производство электроэнергии гидроэлектростанциями холдинга составило 10,3 млрд. кВт·ч, что сравнимо с показателями сентября прошлого года. При этом тепловые электростанции РАО «ЕЭС России» в сентябре этого года увеличили производство электроэнергии на 2,8% по сравнению с показателями прошлого года (с 36,2 млрд. до 37,2 млрд. кВт·ч).

В целом в сентябре 2004 г. выработка электроэнергии на предприятиях РАО «ЕЭС России» составила 47,5 млрд. кВт·ч, что на 2% больше, чем за аналогичный период прошлого года. Объем энергопотребления в минувшем месяце в целом по России составил 67 млрд. кВт·ч, превысив аналогичный показатель 2003 г. на 1,8%.

ЗАКОНОПРОЕКТ «О ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ» БУДЕТ ВЫНЕСЕН НА РАССМОТРЕНИЕ ГОСДУМЫ РФ ДО КОНЦА 2004 ГОДА

Проект закона «О теплоснабжении», находящийся сейчас на рассмотрении в Правительстве РФ, профильных министерствах и агентствах, будет вынесен на рассмотрение Государственной Думы РФ до конца 2004 года. Об этом 17 сентября на пресс-конференции в Иркутске сообщил представитель Законодательного собрания Иркутской области

в Совете Федерации РФ заместитель председателя Комиссии Совета Федерации по естественным монополиям Валентин Межевич. Как сообщалось ранее, проект закона разработан по его инициативе. Документ определяет полномочия и ответственность всех уровней власти за теплоснабжение населения. В проекте закона прописан режим взаи-

модействия муниципалитетов с субъектами теплоснабжения. Среди принципиальных моментов документа – стимулирование инвестиционного процесса в коммунальной энергетике, формирование схем теплоснабжения по территориям, совершенствование системы тарифообразования.

ИА «INFOLine»

ДЛЯ РАО «ЕЭС РОССИИ» ПРИГОТОВИЛИ ЛОЖКУ ДЕГТЯ

Федеральная антимонопольная служба хочет наложить запрет на приватизацию распределительных сетей: электрических, тепловых, газовых и водоканализационных. Это грозит сокращением инвестиций в жилищно-коммунальное хозяйство и уходом с рынка старых игроков.

Антимонопольная служба обратилась в правительство с предложением сдавать сети в концессию, а не приватизировать их. Как заявил руководитель ФАС Игорь Артемьев, их служба «выступает против дальнейшей приватизации сетей электро- и теплоснабжения, газовых и водопроводно-канализационных сетей, и председатель правительства Михаил Фрадков поддержал нас по этому вопросу». Свое решение ФАС объясняет намерением «предоставить инвесторам возможность зарабатывать на своих вложениях в эту инфраструктуру». До конца года антимонопольное ведомство собирается оформить свою инициативу в виде поправок к проекту закона «О концессионных соглашениях».

Однако решение антимонопольных органов может привести к совершенно обратным результатам. Если проводить параллели с реформой электроэнергетики в целом, то это заявление – ложка дегтя в бочке меда, считает аналитик ИК «БрокерКредитСервис» Александр Корнилов. «Реализация идеи об отмене приватизации сетей очень плохо повлияет прежде всего на жилищно-коммунальное хозяйство», – заявил он. Ведь изначально в рамках реформирования ЖКХ планировалось сделать его частным. «Этот сектор и без того не слишком привлекателен для инвесторов, а с отменой планировавшейся приватизации стратегические инвесторы могут окончательно

потерять интерес к сетевым активам», – полагает Александр Корнилов.

В Госдуме планы ФАС вызвали удивление. «Не вполне понимаю, на чем основана эта инициатива, – заявил председатель Комитета ГД по энергетике, транспорту и связи Валерий Язев. – Ведь не секрет, что около 80% сетей газо- и электро-снабжения, а также и коммунальных уже приватизированы. И в большинстве случаев они принадлежат достаточно эффективным собственникам». По словам Валерия Язева, речь о концессиях может идти, таким образом, лишь на незначительной части сетей. «Но кто, скажите, возьмет в концессию сети, не имеющие источника финансирования?! Считаю, что у муниципальных сетей должна быть акционерная основа и, самое главное, источники финансирования, развития», – заявил депутат.

Тот факт, что значительная часть распределительных сетей уже приватизирована, в ФАС считают реальной проблемой. Однако, как заявил замначальника аналитического управления ФАС Алексей Ульянов, «при разумном подходе она может быть решена». «В начавшемся процессе приватизации в основном участвуют структуры, близкие к госкомпаниям – «Газпрому» и РАО «ЕЭС России». Если же сети компании были приобретены частными компаниями, то национализировать их имущество, конечно же, никто не собирается». По мнению антимонопольного ведомства, идеальный вариант – это приобретение этих сетей муниципалитетами по разумным ценам. «Однако мы понимаем, что муниципалитеты могут оказаться в сложных финансовых условиях, а частные собственники – отказаться от продажи, –

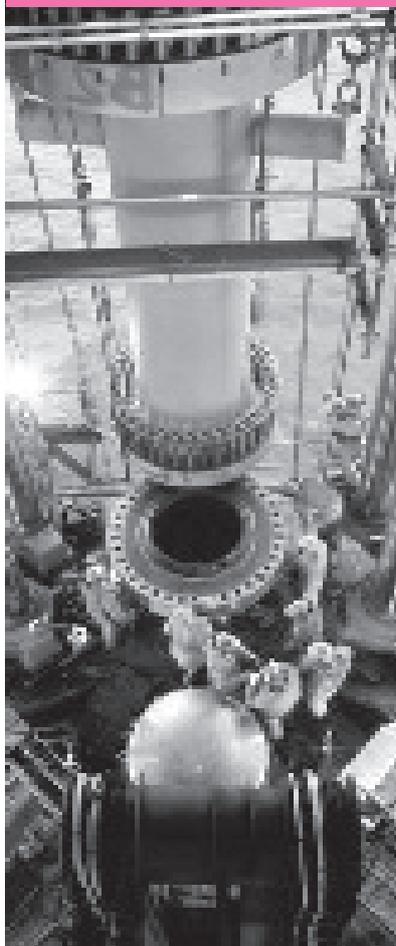


отмечает Алексей Ульянов. – В этом случае государство должно оставить за собой тарифный контроль».

Однако, пожалуй, главный удар реализация антиприватизационной идеи ФАС нанесет по еще не построенным сетям. Дело в том, что на сегодняшний день практически во всех крупных городах России не хватает распределительных электросетей. Их строительство просто не успевает за ростом энергопотребления. И, например, «Мосэнерго» – компания, которая первой столкнулась с обратной стороной экономического роста, заявляет об этом не первый год. Насколько интересно будет инвесторам вкладывать в строительство сетей, но при этом не иметь их в своей собственности – большой вопрос. В ФАС отмечают, что затраты инвесторов могут быть компенсированы в будущих энерготарифах или, если речь идет об энергоснабжении новых микрорайонов, заложены в стоимость строительства жилья.

www.finiz.ru

АМЕРИКАНЦЫ ПРИШЛИ В ЛУКОЙЛ. ПОХОЖЕ, НАДОЛГО



Госпакет ЛУКОЙЛа в объеме 7,59% был продан на аукционе. Эта сделка оказалась самой крупной приватизационной в новейшей российской истории (она перекрыла продажи госпакетов Связьинвеста, Тюменской НК и «Славнефти»). Победителем стала американская компания ConocoPhillips, предложившая за него 1,988 млрд. долл. (при начальной цене в 1,928 млрд.). Такое мизерное превышение – 60 млн. долл. позволяет говорить об отсутствии острой конкуренции среди покупателей. Оно и понятно: сделка была заранее согласована на самом вершине. Летом 2004 г. Владимир Путин принял глав двух компаний – Вагита Алекперова и Джеймса Малву – и одобрил инвестиции американ-

цев в российскую экономику. Теперь ConocoPhillips будет добирать акции ЛУКОЙЛа на вторичном рынке с тем, чтобы довести в итоге свою долю до 20%. По словам Малвы, уже до конца 2004 г. она может быть увеличена до 10% за счет приобретения акций на вторичном рынке или же объявления тендера на их покупку. Это позволит американцам включить в свои активы соответствующую долю от огромных углеводородных запасов ЛУКОЙЛа. И увеличить эти активы с нынешних 7,8 млрд. до 11,8 млрд. барр. Сейчас доля запасов в ЛУКОЙЛе в объеме 1,5 млрд. барр. досталась ConocoPhillips по 1,3 долл. за баррель.

В то же время получение блокирующего контроля (25%), на что ранее намекали представители ConocoPhillips, российские власти, похоже, не одобрили. Сразу после сделки компании объявили о создании стратегического альянса и подтвердили, что американцы доведут свой пакет до 20%. Оба партнера, Вагит Алекперов и Джеймс Малва, тем не менее утверждали, что они самостоятельно пришли к такому решению, без какого-либо нажима властей. Для американцев такая доля, по словам Малвы, «достаточна и существенна». Кроме того, Малву вполне устраивает инвестиционный климат в России (который в этом единичном случае оказался вполне благоприятным для ConocoPhillips за счет ведения энергодиалога Россия–США на самом высоком политическом уровне).

ConocoPhillips и ЛУКОЙЛ теперь будут совместно добиваться права на разработку уникального месторождения «Западная Курна-2» в Ираке (соглашение по которому с ЛУКОЙЛом было заключено еще в 1997 г.). При этом доли партнеров в консор-

циуме распределятся следующим образом: ЛУКОЙЛ – 51%, ConocoPhillips – 17,5, Ирак – 25%, «Зарубежнефти» и «Машиноимпорта» – по 3,25%. Алекперов пообещал, что на пике добычи ее уровень в «Западной Курне-2» будет доведен до 0,6 млн. барр. в день (30 млн. т в год). В России ConocoPhillips вместе с «Роснефтью» уже владеет добывающим предприятием «Полярное сияние» в Ненецком АО. Теперь ЛУКОЙЛ и ConocoPhillips создадут совместное предприятие (под условным пока названием «Руско») для совместной добычи на севере Тимано-Печоры (часть прежнего проекта «Северные территории»). При этом партнеры получают в новом проекте 70 и 30% соответственно. По словам Алекперова, в ближайшие годы в него будет инвестировано 3 млрд. долл. с тем, чтобы первая нефть появилась уже в 2007 году, а затем добыча возросла бы до 0,2 млн. барр. в день (10 млн. т в год) в 2010 г. Пик же добычи ожидается на уровне 0,7 млн. барр. в день (35 млн. т в год) при суммарных инвестициях 4–5 млрд. долл. ЛУКОЙЛ будет транспортировать сырье с Тимано-Печоры на уже существующий терминал в пос. Варандей на берегу Баренцева моря (Ненецкий АО), а затем перевозить его танкерами на международные рынки. Пропускную способность терминала увеличат при содействии ConocoPhillips. Алекперов объяснил, что насчет нефтепровода Сургут–Мурманск решения властей пока не принято, а условия лицензионных соглашений по разработке месторождений проекта «Северных территорий» заставляют ЛУКОЙЛ ускорить собственный вывоз нефти через терминал в пос. Варандей.

ТЕКУЩИЕ ТАРИФЫ

Индексы цен за август 2004 года

Показатель индекса роста цен	Ед. изм.	Август 2004 г.
На продукцию электроэнергетики август 2004/ декабрь 2003 август 2004/ 1990	% раз	109,3 46 788
В промышленности август 2004/ декабрь 2003 август 2004/ 1990	% раз	120,9 70 399

Тарифы на электроэнергию

Средний тариф на электроэнергию для потребителей	коп/кВт•ч	84,72
Тариф на электроэнергию для населения % к среднему тарифу август 2004/ декабрь 2003 август 2004/ 1990	коп/кВт•ч % % раз	81,85 96,6 115,5 27 283
Тариф на электроэнергию для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью > 750 кВА % к среднему тарифу август 2004/ декабрь 2003 август 2004/ 1990	коп/кВт•ч % % раз	81,19 95,8 105,0 49 117

О НАЗНАЧЕНИИ ГЕНЕРАЛЬНЫХ ДИРЕКТОРОВ «ОГК-3» И «ТГК-9»

Председателем правления РАО «ЕЭС России» Анатолием Чубайсом было принято решение о назначении Максима Кузнецова генеральным директором ОАО «ОГК-3» и Валерия Родина генеральным директором ОАО «ТГК-9». Кандидатуры Максима Кузнецова и Валерия Родина были единогласно поддержаны правлением РАО «ЕЭС России».

Максим Николаевич Кузнецов родился в г. Волгограде в 1968 году. В 1991 году окончил Мос-

ковский физико-технический институт. С 1992 по 1998 год являлся генеральным директором ЗАО «Евроазметалл Интернейшнл» (г. Москва). С 1998 года работает в системе РАО «ЕЭС России» (заместитель генерального директора «Севзапэнерго», заместитель генерального директора «Центрэнерго»). С 2001 года – генеральный директор ОАО «Волгоградэнерго».

Валерий Николаевич Родин родился в г. Серове Свердловс-

кой области в 1952 году. В 1974 году окончил Уральский политехнический институт (г. Свердловск). С 1974 по 1988 год работал на Ираклинской ГРЭС РЭУ «Оренбургэнерго», где прошел путь от мастера до главного инженера станции. В 1988 году Валерий Родин занимал пост главного инженера ТЭО «Уралэнерго», а в 1992-м возглавлял концерн «Уралэнерго». С 1994 года – генеральный директор ОАО «Свердловэнерго».

*Под редакцией
С.Д. Лизунова,
А.К. Лоханина*

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. СПРАВОЧНАЯ КНИГА

В справочнике, подготовленном большим авторским коллективом на основе собственного многолетнего опыта и анализа огромного количества публикаций в отечественной и зарубежной литературе, изложены основные практические вопросы современных трансформаторов высокого напряжения. Помимо рассмотрения общих вопросов, связанных с силовыми трансформаторами общего назначения, приведены сведения о шунтирующих реакторах, трансформаторах для питания электрических печей и преобразовательных трансформаторах выпрямительных установок.

Уделено внимание оценке экономической эффективности трансформаторов с учетом капитализированной стоимости потерь за весь срок службы трансформатора и оптимизации трансформатора с учетом этих затрат.

Подробно рассмотрены проблемы воздействия трансформаторов на окружающую среду – вибрации и шуму, которые создаются работающим трансформатором.

Проанализированы вероятностные характеристики повреждения трансформаторов, связанные с возникновением загорания. Приведено описание мер по снижению пожароопасности масляных трансформаторов, а также возможности изготовления трансформаторов, полностью пожаробезопасных.

Изложены рекомендации по наиболее эффективным методам диагностики в зависимости от предполагаемого эффекта. Рассмотрена возможность продления срока службы трансформаторов, что является в настоящее время одной из акту-

альных задач в области высоковольтного электрооборудования.

В заключительной главе описаны новые направления в развитии больших трансформаторов и шунтирующих реакторов, а именно: управляемые шунтирующие реакторы, снижение уровней изоляции, внедрение трансформаторов с ультра-

высоким номинальным напряжением 1150 кВ, применение изоляции с повышенной термостойкостью и использование в трансформаторах высокотемпературной сверхпроводимости.

В каждой из 30 глав справочной книги дан список литературы, которая позволяет читателю более детально изучить рассматриваемые в данной главе вопросы.

В приложении приведен перечень российских и международных (МЭК) стандартов, относящихся к высоковольтным трансформаторам и реакторам.

Справочная книга предназначена для инженерно-технических работников трансформаторных заводов, а также для персонала энергетических систем, связанного с эксплуатацией трансформаторов; она может быть использована студентами электроэнергетических специальностей при курсовом и дипломном проектировании.

Выпущена справочная книга при финансовой поддержке ГУП «Всероссийский электротехнический институт».

Книга большого формата – 616 страниц, твердый переплет.

Информацию о справочнике можно получить в издательстве «Энергоиздат» по тел. 207-22-95.





Татьяна СМЕРНОВА

ТОПЛИВО, ЭНЕРГИЯ, ДЕНЬГИ – ЧТО ЭКОНОМИТЬ ?

Прошедший недавно в Иванове ежегодный межобластной семинар по энергосбережению вскрыл немало актуальных проблем в большой и малой энергетике. Среди докладчиков семинара был и ведущий инженер ОАО «Ивэлектроналадка» Владимир Викторович ХАРЧЕНКО. Беседу с ним мы и предлагаем нашим читателям.

– Владимир Викторович, на семинаре вы делились опытом проведения энергоаудита предприятий, в котором часто доводится участвовать вашим коллегам. Энергоаудит – дело достаточно новое, поэтому коротко – что это такое?

– Цель энергоаудита – обследование того или иного предприятия с точки зрения состояния и уровня эксплуатации его энергетического оборудования, которое производит, преобразует и потребляет тепловую или электрическую энергию. Выясняется, насколько эффективно оно работает. При этом наша задача, как энергоаудиторов, дать рекомендации по повышению эффективности использования топлива, электрической и тепловой энергии. Вообще энергоаудит настолько разнообразен... Как нет одинаковых людей, так и нет одинаковых проблем, встречающихся

на предприятиях. Мы обследуем и объекты, вырабатывающие и транспортирующие энергию, теплоэлектростанции, котельные, тепломагистраль, линии электропередач. И объекты потребления энергии – промышленные предприятия, жилищно-коммунальное хозяйство, транспорт и т.д.

– Энергоаудит – дело сугубо добровольное. Каждое предприятие само вольно заказывает его или нет?

– Не совсем. Существует Федеральный закон «Об энергосбережении», по которому всякое предприятие, потребляющее более 6 тысяч тонн условного топлива в год, обязано проводить энергоаудит. За этим следит Госэнергонадзор, который и дает предприятиям предписание его провести. Если деньги у завода, например, есть, то он и заказывает энергоаудит. По его результатам на

стол заказчика ложится документ в виде энергетического паспорта и пояснительной записки к нему. Такой паспорт дается на пять лет, после чего он должен обновляться.

– И многие у нас в области прошли через эту процедуру?

– За всю область не могу сказать, потому что энергоаудитом занимается не только наша организация. Что же касается АО «Ивэлектроналадка», то его специалисты в Ивановской области проверяли не больше десятка предприятий, в основном заказчиков мы имеем в соседних областях.

– Причина, как всегда, в том, что у предприятий на энергоаудит нет денег?

– Отчасти и это, но не меньшую роль играет нежелание руководителей предприятий серьезно заниматься энергосбережением. Ведь энергосберегающие мероприятия на то и

нужны, чтобы деньги сэкономить. Наиболее прогрессивные директора это прекрасно понимают. Недавно мы провели энергоаудит на родниковском комбинате. Теперь директор знает, что нужно сделать по энергосбережению в первую очередь, что во вторую, и главное – есть теперь четкое понимание, какая же гиря висит на ногах предприятия, которая мешает его развитию.

– Но бывает, что денег действительно нет. Может быть, нужен какой-то фонд, из средств которого и должен проводиться энергоаудит?

– Такой фонд реально создать только для энергоаудита бюджетных предприятий или предприятий, у которых существенна доля государственных акций.

– Однако дело, мне кажется, сдвинулось с мертвой точки. Вот уж и в квартирах люди стали активно ставить счетчики воды

– Да, таким способом они стремятся сэкономить деньги. Но дело в том, что экономия денег, энергии и топлива – это три взаимосвязанных фактора. Экономия денег довольно часто не ведет к экономии энергии или топлива. Нередко она ведет к перерасходу топлива и энергии.

– Так что же нужно экономить – топливо, энергию или деньги?

– А вот на этот вопрос должно ответить государство.

– Проще говоря, нужна концепция энергосбережения на государственном уровне, так, что ли?

– Да она есть, только не реализуется, все по той же причине – из-за отсутствия достаточных средств. В свое время было принято около 20 государственных программ по энергосбережению. Теперь их осталось только семь.

– И все-таки какие-то новые технологии понемногу реализуются

– Потому и понемногу, что получается как бы заколдованный круг – например, чтобы значительно сэкономить топливо или энергию, нужно так много потратить денег на новую технологию, что никакой экономии рад не будешь. Все экономические эффекты потонут в этих расходах. Часто создается впечатление, что легче и экономичнее полностью заменить морально и физически устаревшее установленное оборудование, чем его модернизировать.

– Но не бывает таких заколдованных кругов, из которых не было бы выхода

– В такой ситуации, мне кажется, надо исходить из главного – а на сколько лет у нас в недрах остается того или иного топлива? Известно уже, что в разведанных месторождениях угля – приблизительно на 200 лет, а газа – примерно на 80 лет. Вторым важным показателем является срок окупаемости при внедрении того или иного энергосберегающего мероприятия.

– Выходит, стремясь сэкономить пока только деньги, мы все-таки лишь делаем первый скромный шаг в правильном направлении. Пока созреем до того, что надо именно топливо экономить, экономить будет уже нечего. Получается, что перевод с одного вида топлива на другой в наших котельных только приближает нас к плохому финалу. Ведь переводят-то в основном с угля, мазута на газ, который заметно дешевле.

– Сейчас, слава богу, начался уже обратный процесс понимания того, что природный газ является незаменимым сырьем для химической промышленности, и переводить котельные с угля, мазута на природный газ экономически нецелесообразно уже в ближайшей перспективе. А в нашей области, в которой существуют залежи торфа, не мешало бы подумать и о таком топливе, как торф.

Тем более что существуют уже современные и эффективные технологии его сжигания.

– И почему у нас в России всегда все так запутано? Вот Дания своего угля и газа не имеет, но приняла жесткую государственную программу по энергосбережению и теперь весьма эффективно обеспечена энергией. А мы крышные котельные только еще начинаем ставить

– Вы не учитываете, что крышные котельные – это опять всего лишь экономия денег, и то временная, но отнюдь не экономия топлива. Дания сумела добиться успехов потому, в частности, что там существенно снизили удельные расходы топлива на единицу выработанной энергии. А у нас эти расходы, наоборот, растут. Дания-то как раз и начала в рамках той государственной программы переходить на централизованное энергоснабжение, строить ТЭЦ с комбинированной выработкой продукции – тепла и электроэнергии. В Дании стоимость единицы тепловой энергии в газе, мазуте или угле одинакова, что уравнивается государственными дотациями. Там практически все равно, что сжигать, потому что так экономичнее расходовать топливо. Все это в дальнейшем окупается многократно. А мы, наоборот, все последние годы уходили от централизованного энергоснабжения. Этому способствовали не только крышные котельные в жилых домах. Это и свои котельные, которые появились у ряда промышленных предприятий. Они были построены – значит, потребители ушли от потребления продукции ТЭЦ. Стало быть, эти ТЭЦ стали меньше продавать тепла, а значит, удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии неминуемо выросли. Я уж не говорю, что у малых котельных такие расходы вообще изначально высоки,

Завод полимерных труб «Киранна» предлагает ряд новинок

СП «КИРАННА ООО» – ведущий белорусский завод-производитель и поставщик полимерных изделий, специализируется на разработке и выпуске экологически безопасной и экономичной продукции для систем газо- и водоснабжения, канализации, прокладки кабеля, дренажа, мелиорации, используя при этом новинки немецкого оборудования, современные материалы и прогрессивные технологии. Как сообщает пресс-служба предприятия, в товарной линейке СП «КИРАННА» появился ряд новинок.

Теперь стали доступны суперсовременные изделия холдинга «Евротрубпласт»:

- гибкие теплоизолированные трубы ИЗОПРОФЛЕКС для внутриквартальных сетей горячего водоснабжения и отопления;

- гибкие предизолированные трубы КАСАФЛЕКС для тепловых сетей с рабочей температурой до 130 °С;

- гибкие полиэтиленовые теплоизолированные трубы с электрообогревом ИЗОПРОФЛЕКС-АРКТИК-КОМФОРТ для незамерзающих сетей холодного водоснабжения.

Все трубы производятся по лицензии швейцарской компании Brugg Rohrsysteme.

*Пресс-центр
«Строительство
и Недвижимость»*

поскольку они тепла и пара вырабатывают весьма ограниченное количество, а при переменных режимах в летний и зимний периоды удельные расходы несоизмеримо выше.

– Получается, мы не зря в свое время гордились своими достижениями в развитии централизованного теплоснабжения?

– Не зря. Только идеи эти отнюдь не наши. Они существовали еще до Октябрьской революции. Наши инженеры взяли их как наиболее прогрессивные. И все было бы прекрасно, если бы мы с годами хорошую идею не испортили плохим исполнением.

– Что вы имеете в виду?

– В течение десятилетий система теплоснабжения финансировалась по остаточному принципу. Это привело к оттоку квалифицированных кадров из системы, к несвоевременному и некачественному ремонту как магистральных, так и разводящих тепловых сетей. Результат – брошенные в землю плохо изолированные трубы, как следствие – перерасход тепловой энергии при ее транспортировке, увеличение затрат на ремонт теплотрасс. Мало того, в течение нескольких лет систему теплоснабжения подпитывали неочищенной водой прямо из Уводи. Энергетики прекрасно представляют себе последствия всего этого. Те же датчане, используя опыт России и других стран, построили и совершенствуют систему централизованного теплоснабжения, только внесли в нее культуру производства и современные теплоизолирующие материалы и средства учета тепловой энергии, что наглядно позволило убедиться в ее преимуществах.

– Когда вы говорили о крышных котельных, то сказали, что это лишь экономия денег, да и то временная. Почему временная?

– А как же? Потребители

учитывают газ по счетчику, с кубометра. А это пока дешевле, чем платить за расчетное количество того же газа или воды например. Сейчас и «водяные» счетчики все стали ставить. Когда таких счетчиков будет очень много, поступление денег энергетикам или водоканалу резко снизится. И что они скорее всего сделают?

– Увеличат стоимость за кубометр

– Правильно.

– Что-то совсем уж никакого света в конце тоннеля не видно

– Просто мы сейчас расплачиваемся за снежный ком, который увеличивали все десятилетия развитого социализма, дешевая тепловая энергия развратила как энергоснабжающие организации, так и потребителей тепловой энергии. Путь к свету в конце тоннеля еще очень далек. Нужна внятная политика государства в вопросах энергосбережения и экономические стимулы для тех предприятий, которые хотят экономить. Опять же можно привести в пример Данию, которая снизила налоги на определенный срок для тех предприятий, которые реально проводили экономию топлива. Исходя из наших экономических условий, экономия денег – это только первый этап, который позволит высветить все недостатки энергоснабжающей организации. Второй – это экономия топлива на источниках теплоты, решения, которые позволят уравнивать производство электрической и тепловой энергии на газомазутных и пылеугольных ТЭЦ и ГРЭС. Но придется затратить еще очень много денег, и лет через пятнадцать это уже приведет к реальной экономии опять же денег и топлива. Трудный процесс, но если его сейчас не начинать, то в перспективе ни топлива не будет у нас, ни энергии, ни денег.

Продолжение на с. 24 >>

**Г. Быстрицкий,
(МЭИ)**



ПРИМЕНЕНИЕ СИП В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 0,4–35 КВ

Одним из современных требований, предъявляемым к строительству новых и реконструкции старых воздушных линий электропередачи (ВЛ), является применение самонесущих изолированных проводов. СИП – это скрученные в жгут изолированные провода по одному на каждую из трех фаз и один нейтральный несущий провод. Скрутка жил имеет правое направление. По необходимости в жгут добавляется один или два изолированных алюминиевых провода для освещения общественных мест (сечение в 16 или 25 мм², рис. 1).

Самонесущие изолированные провода в системах электроснабжения России применяются уже более 10 лет и протяженность распределительных сетей 0,4–10 кВ с применением СИП составляет тысячи километров. Накопленный за эти годы опыт эксплуатации показывает бесспорные преимущества изолированных проводов перед неизолированными (марки А и АС). Можно отметить следующие *преимущества*:

1. Высокая надежность в обеспечении электрической энергией.

2. Резкое снижение (до 80 %) эксплуатационных затрат, вызванное высокой надежностью и бесперебойностью энергообеспечения потребителей, а также отсутствием необходимости в широких просеках для прокладки ВЛ в лесных массивах и расчистки просек в процессе эксплуатации линии.

3. Отсутствие или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов. Это объясняется тем, что

полиэтилен является неполярным диэлектриком и не образует ни электрических, ни химических связей с контактирующими с ним веществами в отличие, например, от ПВХ. Именно по этой причине мокрый снег легко стекает с круглой поверхности изолированных проводов. В проводах марки А и АС мокрый снег может удерживаться в канавках между проволоками, являясь первопричиной обрастания.

4. Уменьшение затрат на монтаж ВЛ, связанное с вырубкой более узкой просеки в лесной местности.

5. Снижение энергопотерь в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными.

6. Простота монтажных работ, возможность подключения новых абонентов под напряжением, без отключения остальных от энергоснабжения и, как следствие, сокращение сроков ремонта и монтажа.

7. Значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства.

8. Возможность прокладки СИП по фасадам зданий, а также совместной подвески с проводами низкого, высокого напряжения, линиями связи, что дает существенную экономию на опорах.

Среди множества безусловных преимуществ СИП можно выделить для объективности и некоторые *недостатки*:

**Основные характеристики СИП-2 и СИП-2А на напряжения 0,66/1 кВ
(ЗАО «Завод Москабель»)**

Количество и сечение жил, шт. x мм ²	Диаметр, мм	Масса, кг/км		Токовая нагрузка, А	Ток короткого замыкания, кА	Прочность жил при растяжении, не менее кН		Допустимый радиус изгиба, м
		СИП-2	СИП-2А			фазных	несущих	
3 x 10 + 1 x 25	20,6	271	299	100	1,5	1,92	7,4	0,38
3 x 25 + 1 x 35	23,5	382	414	130	2,3	3,00	10,3	0,43
3 x 35 + 1 x 50	26,4	513	557	160	3,2	4,20	14,2	0,48
3 x 50 + 1 x 50	30,3	669	712	195	4,6	6,00	14,2	0,55
3 x 50 + 1 x 70	30,7	723	774	195	4,6	6,00	20,6	0,56
3 x 70 + 1 x 70	34,7	907	957	240	6,5	8,40	20,6	0,63
3 x 70 + 1 x 95	35,2	976	1043	240	6,5	8,40	27,9	0,64
3 x 95 + 1 x 70	39,7	1160	1211	300	8,8	11,40	20,6	0,72
3 x 95 + 1 x 95	40,4	1229	1296	300	8,8	11,40	27,9	0,73
3 x 120 + 1 x 95	43,8	1461	1528	340	7,2	14,40	27,9	0,79
4 x 16 + 1 x 25	20,6	338	366	100	1,5	1,92	7,4	0,38
4 x 25 + 1 x 35	23,5	478	510	130	3,2	3,00	10,3	0,43
*3 x 25 + 1 x 54,6	24,1	-	505	130	2,3	3,00	16,6	0,44
*3 x 35 + 1 x 54,6	26,7	-	595	160	3,2	4,20	16,6	0,48
*3 x 50 + 1 x 54,6	30,7	-	750	195	4,6	6,00	16,6	0,56
*3 x 70 + 1 x 54,6	34,7	-	934	240	6,5	8,40	16,6	0,63

* – только СИП-2А

1. Незначительное увеличение стоимости (не более 1,2) изолированных проводов по сравнению с традиционными неизолированными проводами А и АС.

2. Пока еще недостаточная готовность отечественных энергосистем к переходу на изолированные воздушные линии, связанная с отсутствием информации, нормативной документа-

ции, инструмента и подготовленного персонала.

Зная все преимущества, российские электрические компании до недавнего времени были вынуждены покупать СИП за рубежом. В других странах Европы и мира провода с полиэтиленовой изоляцией успешно применяют уже более 30 лет. Например, в Европе, на сегодняшний день

Допустимые температуры проводов сравниваемых марок

№ п/п	Режим эксплуатации	Допустимая температура нагрева токопроводящих жил, °С	
		СИП-4; СИПн-4	СИПс-4
1.	Нормальный режим	70	90
2.	Режим перегрузки продолжительностью до 8 ч в сутки, но не более 1000 ч за весь срок службы	80	130
3.	Короткое замыкание с протеканием тока КЗ в течение до 5 с	135	250
4.	Монтаж при температуре не ниже °С	-20	
5.	Срок службы, лет	25	
6.	Температура окружающей среды при эксплуатации	От – 50 до +50 °С	

линии с «голыми» проводами практически вытеснены изолированными.

В настоящее время российскими производителями – ЗАО «Завод Москабель», ОАО «Севкабель-холдинг», «Иркутскабель», ОАО «Электрокабель», Кольчугинский завод и другими освоены и выпускаются три системы СИП, обладающие определенными преимуществами:

1. Система АМКА («финская система», марка в России СИП-1); вокруг неизолированного («голого») несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода. Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности, все фазные жилы имеют изоляционный покров из термопластичного светостабилизированного полиэтилена (рис. 2а).

2. Система Torsada («французская система», марка в России СИП-2А, табл. 1); вокруг изолированного несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода. Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности, изоляционный покров из сшитого светостабилизированного полиэтилена (рис. 2б).

3. Система ALUS, EX («шведская система», марка в России СИП-4); несущий провод отсутствует, а подвеска системы осуществляется за все четыре проводника одновременно, т.е. механическая нагрузка равномерно распределена между нулевым и фазными проводниками; все проводники равного сечения из алюминия; изоляционный покров всех жил из термопластичного светостабилизированного полиэтилена (рис. 2в).

Преимущества «шведской системы» очевидны. При уменьшении общего веса и стоимости

(благодаря отсутствию дорогостоящего троса из термоупрочненного алюминиевого сплава) эти СИП-4 имеют более высокую механическую прочность за счет того, что крепление при монтаже осуществляется за все четыре жилы одновременно, а суммарная разрывная прочность четырех алюминиевых жил в 1,5–2 раза выше, чем разрывная прочность несущего троса из алюминиевого сплава. Это ведет к большой надежности системы, а разница лишь в применяемой анкерной и подвесной арматурах. Экономическая выгода этих СИП очевидна, а, по проведенным исследованиям, четырехпроводная система изолированных проводов без несущего троса применяется в половине стран Европы и на американском континенте.

Помимо вышеперечисленных преимуществ, в системе СИП-4 предусмотрена функция самосброса снега, которая достигается тем, что при скрутке изолированных жил применяется неполная открутка, и это ведет к наличию раскручивающего момента, который усиливается при налипании снега, и провод, находящийся в состоянии неустойчивого равновесия, поворачиваясь, сбрасывает налипший снег и возвращается в прежнее положение. Это дополнительно увеличивает надежность линии, выполненной с применением проводов СИП-4.

В настоящее время ОАО «Севкабель» выпускает новые марки СИПс-4 с изоляцией из сшитого полиэтилена и СИПн-4 с изоляцией из полимерной композиции, не распространяющей горение.

Применяемый материал изоляции определяет и свойства проводов и область их применения.

**Основные характеристики СИП-3 на напряжение до 20 кВ
(ЗАО «Завод Москабель»)**

Количество и сечение жил шт x мм	Диаметр, мм	Масса, кг/км	Токовая нагрузка, А	Ток короткого замыкания, кА	Прочность при растяжении, не менее кН	Допустимый радиус изгиба, м
1 x 35	11,5	160	200	3,2	10,3	0,12
1 x 50	12,7	209	245	4,3	14,2	0,13
1 x 70	14,3	275	310	6,4	20,6	0,15
1 x 95	16,0	355	370	8,6	27,9	0,16
1 x 120	17,4	436	430	11,0	35,2	0,18
1 x 150	18,8	530	485	13,5	43,4	0,19

Так, провода с изоляцией из сшитого полиэтилена марки СИПс-4 обладают большей допустимой температурой на жиле по отношению к проводам СИП-4 и СИПн-4, что позволяет передавать по ним и большую мощность (примерно на 30%). Более высокая допустимая температура на жиле при коротком замыкании обеспечивает и большую устойчивость проводов СИПс-4 при режиме короткого замыкания. Допустимые температуры проводов сравниваемых марок приведены в табл. 2.

Сшитый полиэтилен обладает стойкостью к продавливанию и сохранению формы изоляции даже при температуре 130 °С, а изоляция из термопластичного полиэтилена при сдавливании начинает терять форму и свои электрические и механические параметры при температуре выше 85 °С.

При преимуществах технических параметров провод СИПс-4 обладает ориентировочно на 20–25% большей стоимостью. Поэтому выбор остается за потребителем.

Провод СИПн-4 применяется в условиях с повышенными требованиями по пожарной безопасности:

- для вводов в жилые дома и промышленные постройки;
- при прокладке по стенам домов и зданий;
- в зонах с повышенной пожарной опасностью.

Технические параметры провода СИПн-4 соответствуют параметрам провода СИП-4. Если выбор провода СИПн-4 определяется исходя из требований пожарной безопасности, то выбор

между проводами марки СИП-4 и СИПс-4 – только исходя из экономических соображений.

Одножильные провода с защитной изоляцией

Эти провода предназначены для применения на воздушных линиях электропередачи на напряжение 20 и 35 кВ, номинальной частотой 50 Гц.

1. СИП-3 (до 20 кВ) (табл. 3). Одножильный провод, в котором токопроводящая жила выполнена из уплотненного сплава или из уплотненной сталеалюминиевой конструкции проволок и имеет изоляционный покров из светостабилизированного сшитого полиэтилена (рис. 3а).

2. ПЗВ (до 35 кВ; ОАО «Севкабель»). Одножильный провод с уплотненной жилой из проволок алюминиевого сплава или алюминиевых проволок, упрочненных стальными оцинкованными проволоками. Изоляция провода состоит из двух слоев сшитого полиэтилена: нижнего слоя из чистого изоляционного и верхнего атмосферостойкого полиэтилена (рис. 3б).

3. ПЗВГ (до 35 кВ; ОАО «Севкабель»). В грозостойчивом варианте имеет такую же жилу, как и провод ПЗВ, но изоляция состоит из трех слоев: нижний слой – электропроводящий сшитый полиэтилен; второй слой – чистый изоляционный сшитый полиэтилен и третий – атмосферостойкий полиэтилен (рис. 3в).

Аналогичные провода на 35 кВ изготавливает ЗАО «Завод Москабель» марок ЗАЛП и ЗАЛП-В (табл. 4) с многопроволочной уплотненной жилой круглой формой из термоупрочненного алюминия-

Основные характеристики проводов ЗАЛП, ЗАЛП-В на напряжение 35 кВ

Количество и сечение жил, шт. x мм	Диаметр, мм	Масса, кг/км	Токовая нагрузка, А	Ток короткого замыкания, кА	Прочность при растяжении, не менее, кН	Допустимый радиус изгиба, м
1 x 35	11,9	169	200	3,2	10,3	0,12
1 x 50	13,1	220	245	4,3	14,2	0,13
1 x 0	14,7	287	310	6,4	20,6	0,15
1 x 95	16,4	369	370	8,6	27,9	0,16
1 x 120	17,8	451	430	11,0	35,2	0,18
1 x 150	19,2	546	485	13,5	43,4	0,19

вого сплава с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена (XLPE).

Следует отметить, что монтаж и эксплуатация СИП требуют применения специальной линейной арматуры: анкерных, соединительных, поддерживающих и ответвительных зажимов, а также специального инструмента для монтажа, которые поставляются производителями.

Для приемки и эксплуатации СИП РАО «ЕЭС России» (Департамент электрических сетей) выпустило:

1. Правила приемки в эксплуатацию воздушных линий электропередачи напряжением 0,35 кВ с самонесущими изолированными проводами РД 153-34.0-20.408-97;

2. Типовую инструкцию по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,35 кВ с самонесущими изолированными проводами РД 153-34.3-20.671-97.

В заключении подчеркнем, что СИП по сравнению с неизолированными проводами А и АС, обладают значительными преимуществами. Будущее – только за СИП.

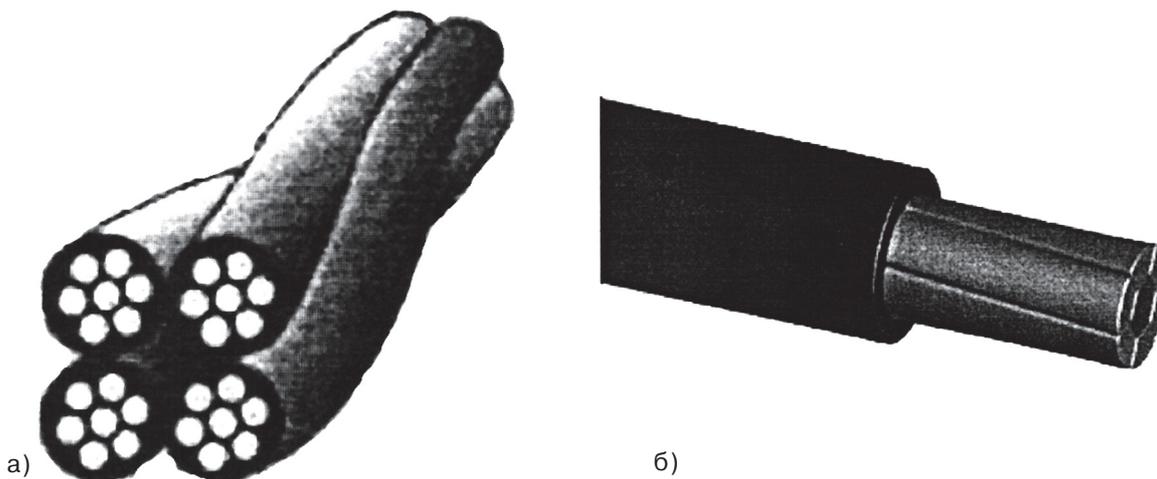


Рис. 1. Самонесущие изолированные провода: а – общий вид; б – несущий нулевой провод из алюминиевого сплава АВЕ с изоляцией из светостабилизированного силанольсшиваемого полиэтилена черного цвета

>> *Продолжение. Начало на с. 18*

В ОАО «Саянскимпласт» введена в эксплуатацию котельная, работающая на водороде

В «Саянскимпласте» завершается монтаж новых парогенераторных установок, которые будут вырабатывать технологический пар посредством сжигания водорода. Для России эти агрегаты пока уникальные. С вводом на проектную мощность котельная будет производить 16–17 процентов всего потребляемого предприятием пара. Но главное, как подчеркнул заместитель генерального директора по мембранному электролизу, начальник производства хлора и каустика Николай Гайдуков, пар будет в шесть-семь раз дешевле поступающего с Ново-Зиминской ТЭЦ. Сейчас водород в небольших количествах используется в производстве соляной кислоты. Хотя его потенциальная энергетическая ценность сомнения не вызывает. Тепло «водородная» энергия послужит химикам при получении каустической соды – на установке выпаривания щелочи, а пока пойдет в общую заводскую систему. Парогенераторы на водороде – составная часть программы конверсии ртутного электролиза, перевода производства хлора и каустика на мембранный метод.

Генеральный подрядчик водородного проекта – иркутская компания «Энергомаш-Восточная Сибирь». Сами котлы изготовлены «Белгородэнергомашем», а водородная горелка – немецкого производства. Система управления тоже поступила из Германии – от фирмы «Сименс», с которой у саянских химпластовцев уже давно сложились деловые партнерские отношения.

Продолжение на с. 28 >>

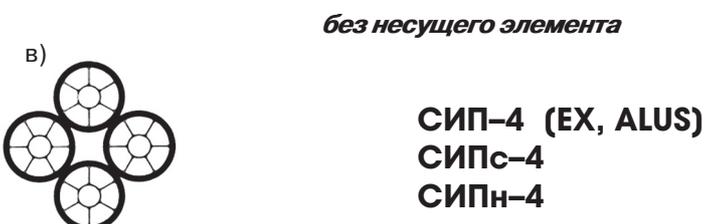


Рис. 2. Конструкции СИП различных систем: а – «финская система»; б – «французская система»; в – «шведская система» (в скобках указаны зарубежные марки проводов)



Рис. 3. Конструктивные схемы одножильных изолированных проводов на 20 и 35кВ

**) Статья написана на основании материалов заводов-изготовителей.*



МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОГА СРАБАТЫВАНИЯ УЗО, ИЗМЕРЕНИЯ ТОКА УТЕЧКИ В ЗОНЕ ЗАЩИТЫ УЗО, ВЫЯВЛЕНИЯ ДЕФЕКТНЫХ ЦЕПЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

Перечень приборов для проведения измерений:

- миллиамперметр переменного тока (0–300 мА);
- переменный резистор – магазин сопротивлений (0,75–43 кОм).

1. Определение порога срабатывания (дифференциального отключающего тока I_D) УЗО

1. Отключить от установленного в электроустановке УЗО цепь нагрузки с помощью двухполюсного автоматического выключателя. В том случае, если в электроустановке применен однополюсный автоматический выключатель, при выполнении данного измерения для достижения необходимой точности необходимо отсоединить и нулевой рабочий проводник.

2. С помощью гибких проводников подключить к указанным на схеме измерения (рис. 1) клеммам УЗО измерительную цепь с переменным

резистором и миллиамперметром. Переменный резистор первоначально должен находиться в положении максимального сопротивления.

3. Плавно снижать сопротивление резистора.

4. Зафиксировать показания миллиамперметра в момент срабатывания УЗО.

5. Зафиксированное значение тока является отключающим дифференциальным током I_D данного экземпляра УЗО, которое, согласно требованиям стандарта ГОСТ Р 50807-95, должно находиться в диапазоне $0,5I_{Dn} - I_{Dn}$.

В том случае, если значение I_D выходит за границы данного диапазона, УЗО подлежит замене.

2. Измерение тока утечки в зоне защиты УЗО

Измерение тока утечки по данной методике возможно только при условии применения электромеханических УЗО, например АСТРО*УЗО, поскольку электромеханические УЗО обладают вы-

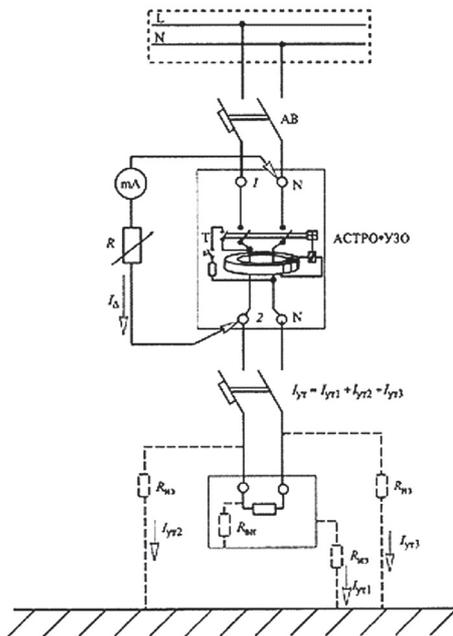


Рис. 1. Схема измерения тока утечки

сокой стабильностью ($\pm 5\%$) значения отключающего тока $- I_D$ (порога срабатывания).

1. Подключить к УЗО цепь нагрузки с помощью автоматического выключателя.

2. С помощью гибких проводников подключить к указанным на схеме клеммам УЗО измерительную цепь с переменным резистором (магазином сопротивлений) и миллиамперметром. Переменный резистор первоначально должен находиться в положении максимального сопротивления.

3. Плавно снижать сопротивление переменного резистора.

4. Зафиксировать показание миллиамперметра в момент срабатывания УЗО $- I_{изм}$.

5. Зафиксированное значение тока $I_{изм}$ используется для расчета $I_{ут}$ по следующей формуле:

$$I_{ут} = I_D - I_{изм}$$

где $I_{ут}$ — ток утечки в зоне защиты УЗО;

I_D — значение отключающего тока используемого для данного измерения УЗО;

$I_{изм}$ — зафиксированное миллиамперметром значение тока.

Значение $I_{ут}$ является искомым «фоновым» током утечки данной электроустановки.

Государственным предприятием ОПЗ МЭИ выпускается устройство для измерения тока утечки и фазных напряжений в одно- и трехфазных цепях переменного тока — АСТРО* I_D (рис. 2).

Устройство АСТРО* I_D устанавливается на вво-

де электроустановки последовательно в цепь главного выключателя и позволяет определить суммарный ток утечки электроустановки под полной токовой нагрузкой.

На цифровом индикаторе устройства отображается текущее значение тока утечки, что позволяет оперативно выявлять дефектные цепи или электроприемник электроустановки.

Устройство имеет следующие характеристики:

- рабочее напряжение, В, — 220/380;
- диапазон измеряемого дифференциального тока, мА, — 0–200;
- погрешность измерения $\pm 5\%$;
- диапазон измеряемых фазных напряжений, В, — 0–300;
- погрешность измерения $\pm 5\%$;
- потребляемая мощность, Вт, — 2;
- диапазон рабочих температур, °С: от 25 до 40;
- исполнение — типовой корпус (4 модуля), крепление на DIN-рейку.

3. Выявление дефектных цепей электроустановки

Если определенное по данной методике значение тока утечки $I_{ут}$ в зоне защиты УЗО превышает $1/3$ номинального отключающего дифференциального тока УЗО, то это означает, что в зоне защиты имеется дефектная цепь.

Для обнаружения дефектных цепей электроустановки проводят измерение тока утечки по вышеизложенной методике с последовательным отключением электрических цепей и электроприемников.

После устранения дефекта изоляции, являющегося причиной повышенного тока утечки, необходимо провести повторное измерение тока утечки в электроустановке.



Рис. 2. Внешний вид устройства для измерения тока утечки АСТРО* I_D

В. КАРГАПОЛЬЦЕВ,
*начальник лаборатории
теплоэнергоресурсов ФГУ
«Кировский ЦСМ»*



ТИРИСТОРНЫЙ РЕГУЛЯТОР КАК СРЕДСТВО ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ В НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ СИСТЕМАХ

Рассматриваются особенности использования тиристорного регулятора для экономии энергии в нагревательных системах.

Оборудование, напрямую преобразующее электрическую энергию в тепло, имеется практически во всех отраслях народного хозяйства – это электропечи пищевых предприятий, электродуховки в жилищно-коммунальном хозяйстве, электротермические установки в различных отраслях промышленности. Несмотря на повышение стоимости энергии, эффективность использования энергоресурсов в России до сих пор остается недопустимо низкой. Поэтому ограничение мощности, потребляемой электрооборудованием – первоочередная задача практического энергосбережения.

Невозможно качественно решить задачу управления мощностью, применяя так на-

зываемое «релейное» регулирование, имеющее на предприятиях определенное распространение. Релейный принцип регулирования нагрузки содержит известные «издержки» – невысокая точность установки уровня напряжения, переходные процессы в электрических цепях и колебания напряжения, высокие эксплуатационные затраты на обслуживание релейно-контакторных схем. Кроме того, современные технологические процессы на предприятиях требуют высокой точности регулирования в привязке к параметрам технологических процессов в реальном масштабе времени. Любое электрооборудование имеет максимальный ресурс (срок эксплуатации) только при условии ограничения отклоне-

ний (колебаний) напряжения питающей сети в допустимых пределах. Таким образом, для эффективного управления электрической нагрузкой следует применять непрерывные законы регулирования, воплощенные в бесконтактных устройствах – тиристорных регуляторах напряжения (ТРН). Эксплуатационные затраты на такие системы минимизируются за счет надежности основного элемента – тиристора с токовым управлением или оптоотиристора. Следует отметить, что оптоотиристор уступает тиристорам только в диапазоне токов до 160 А, а по показателям безопасности в эксплуатации, стабильности и дешевизны схемы управления он имеет лучшие характеристики. Реальная экономия средств в

>> *Продолжение. Начало на с. 24*

Сейчас электрооборудование щита управления котельной подключают наладчики «Усолье ВЭСЭМкабеля». Строительство новой котельной началось в октябре 2003 года. Генеральным подрядчиком выступило ООО «Энергомаш – Восточная Сибирь». Котельная обошлась «Саянскимпласту» в 45 млн. рублей, из которых 19 млн. рублей ушло на строительно-монтажные работы. Окупаемость проекта составляет девять месяцев.

ИА «INFOLine»

Специальное исполнение горелок Weishaupt для котлов Бийского завода

Заказчики предъявляют все более высокие требования к безопасной и экологичной работе котельных установок и хотят иметь новые возможности по дистанционному регулированию и автоматической диагностике работы котлов. В течение последних лет специалистами Бийского котельного завода, фирмы Weishaupt и работниками группы компаний NOVOTERM-РАЦИОНАЛ (эксклюзивный поставщик горелок Weishaupt в Россию) проводилась последовательная работа по испытанию горелок Weishaupt на паровых и водогрейных котлах Е, ДЕ, ДКВР.

В результате этой работы проведена адаптация горелок Weishaupt к котлам Бийского котельного завода ко всем типоразмерам паровых и водогрейных котлов. При использовании горелок Weishaupt с микропроцессорным, частотным и кислородным регулированием котлы Бийского котельного завода выходят на новый уровень конкурентоспособности и работают с высоким КПД в автоматическом режиме.

Продолжение на с. 44 >>

электроустановках напряжением 0,4 кВ может быть получена при использовании ТРН на базе оптоэлектронных модулей с цифровой системой управления и стабилизации.

Опыт внедрения этих устройств пришелся на период становления в России новой экономики – конец 90-х годов XX века. В 1997 году кировское предприятие «Энергис» приступило к выпуску ТРН с применением модульных оптоэлектронных и с цифровой системой управления на импортных компонентах. Основными требованиями при разработке оборудования стали – необходимость иметь гибкую конфигурацию, применимость для решения различных задач регулирования и ограничения электрической нагрузки питающей сети.

Разработанный ТРН предназначен для плавного регулирования действующего напряжения на активной, активно-индуктивной нагрузке вручную или дистанционно в стандартной сети напряжением 220/380 В с частотой 50 Гц.

Область применения – управление нагревательными установками различного назначения, а также осветительными установками с лампами накаливания.

Функции, реализованные в ТРН: регулирование напряжения в каждой фазе отдельно (или совместно) в процентах от номинального входного напряжения. Эта функция реализуется вручную кнопками (регулятором) на панели управления ТРН или дистанционно внешним токовым сигналом.

Принцип работы регулятора ТРН основан на изменении угла отпирания силовых тиристоров, величина которого определяется в зависимости от величины внешнего управляющего сигнала, подаваемого на вход ТРН.

Преимущества применения ТРН основаны на конструктивных особенностях изделия:

1. Блочно-модульная схема ТРН доступна при наладке и обслуживании и, более того, допускает замену блоков без дополнительной регулировки;

2. Защита настроек ТРН исключает последствия вмешательства или несанкционированного отключения сети;

3. Дистанционное управление ТРН допускает раздельное регулирование в фазах (группы нагревателей, линии освещения и т.д.);

4. Пусконаладочные работы с ТРН доступны электромонтеру средней квалификации, выполняющему требования Правил техники безопасности в электроустановках до 1000 В.

Практическое применение разработанные терморегуляторы напряжения ТРН нашли на разных предприятиях России. На предприятии «Аврора-ЭЛМА» (г. Волгоград) для производства пьезокерамических элементов применяются электропечи с особыми характеристиками. Особенность этих печей состоит в применяемых нагревательных элементах полупроводникового типа. Для управления температурой при запуске необходимо глубокое регулирование напряжения на нагревательном элементе. Для этих целей было применено 15 регуляторов ТРН с максимальным током 160 А, управляемых дистанционно от ШИМ регулятора. Применение данной системы позволило исключить сверхвысокие пусковые токи электропечи и обеспечить следящий режим регулирования температуры рабочей зоны.

В химическом производстве, производстве полимеров ТРН обычно применяются для точного регулирования тепловых характеристик компонентов и готовой продукции, как это реализовано на предприятии «КОМИНТЭКС» при производстве полимерных строительных материалов и линолеумов.

**И. Туманов,
М. Корженков,
Е. Гарбуз,
Р. Шаронов,
А. Маринова,
Нижегородский государственный
технический университет**



РЕСУРСО- И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ

Существующие схемы питания мощных электротехнологических приемников электроэнергии, таких, как печи индукционного нагрева промышленной частоты, серии электролизеров цветных металлов и т.д., требуют для своего изготовления больших затрат активных материалов и приводят к повышенным потерям электроэнергии в элементах схем питания при их эксплуатации. Это объясняется действием нескольких причин.

Одной из них является то, что для электротехнологических приемников требуется широкий диапазон регулирования напряжения на их зажимах. Часто этот диапазон достигает 100%-ной величины при регулировании напряжения от нуля до номинальной величины (от 0 до U_n). В существующих схемах питания для этих целей используют специальные (печные, преобразовательные и т.д.) трансформаторы, которые снабжаются регулировочной обмоткой с большим количеством витков, секционированной на множество мелких ступеней. Регулировочная обмотка находится в составе высоковольтной обмотки специальных трансформаторов, и уменьшение напряжения на выходных зажимах трансформаторов выполняют путем увеличения числа используемых витков этой обмотки. Габаритная мощность специальных трансформаторов неоправданно высоко превышает их электротехнологическую мощность.

Например, при регулировании напряжения в диапазоне от 0 до U_n габаритная мощность превышает электрическую не менее чем в два раза. Поэтому затраты активных материалов (ресурсов) на изготовление специальных трансформаторов увеличиваются в два раза по сравнению с таковыми (трансформаторная сталь и проводниковый цветной металл) на изготовление обычных нерегулируемых сетевых трансформаторов равновеликой с ними электрической мощности. Кроме того, финансовые затраты на изготовление специальных трансформаторов в полтора раза выше, чем на изготовление упомянутых сетевых трансформаторов даже при условии одинакового расхода активных материалов. Связано это с наличием у специальных трансформаторов большого количества отводов регулировочной обмотки, которые коммутируются специальным механическим устройством регулирования напряжения под током нагрузки путем механического переключения отводов с разрывом дуги тока нагрузки в масле или вакууме. Появляются дополнительные эксплуатационные издержки в связи с повышенным электроизносом механических контактов, необходимостью периодической ревизии механических устройств из-за смены изношенных контактов, загрязненного масла и т.д.

Другой причиной служит то, что в существующих схемах питания при уменьшении напряжения необходимо пропорционально этому уменьшать электрическую мощность нагрузки, которая передается электроприемнику. В противном случае увеличивается ток по обмоткам специального трансформатора выше номинальной величины и последний выходит из строя.

Следующая причина: в существующих схемах питания специальный трансформатор используется для электроснабжения только одного электроприемника. Следовательно, удельный расход активных материалов на изготовление специальных трансформаторов и потери электроэнергии в их обмотках при эксплуатации увеличиваются.

Кроме того, в существующих схемах индивидуального питания каждого электроприемника от своего специального трансформатора отсутствует возможность оптимального управления энергопотреблением отдельных электроприемников в пределах определенной группы на различных интервалах времени работы. Мощность всех специальных трансформаторов приходится выбирать из расчета максимально потребляемых электроприемниками электрических мощностей, которые характерны только в те моменты времени их работы, когда напряжения на их зажимах соответствуют наибольшим значениям, что не позволяет обеспечить минимум потерь электроэнергии в элементах устройства и минимум затрат активных материалов на изготовление трансформаторного оборудования этих схем.

Например, использование существующей схемы индивидуального питания каждого электроприемника от своего специального трансформатора при необходимости регулирования напряжения в диапазоне 0–100% от номинальной величины и при сохранении на неизменном номинальном уровне величины получаемой с зажимов специального трансформатора электрической мощности хотя бы для диапазона 25–100% регулирования напряжения приводит к увеличению габаритной мощности специального трансформатора существующей схемы питания по сравнению с упомянутой выше электрической мощностью примерно в восемь раз. Для разработанных авторами данной статьи схем группового питания это увеличение габаритной мощности используемого трансформаторного оборудования по сравнению с его электрической мощностью составляет не более чем в три раза. Другой пример использования существующей схемы питания для регулирования напряжения в диапазоне 0–100% от номинальной величины и при сохранении на неизменном номинальном уровне потребляемого тока дает увеличение габаритной мощности специального трансформатора по сравнению с наиболь-

шей потребляемой электрической мощностью не менее чем в два раза. Для разработанных схем группового питания за счет оптимального управления энергопотреблением отдельных электроприемников увеличения габаритной мощности по сравнению с электрической не происходит. Следовательно, не происходит и увеличения расхода активных материалов на изготовление схемы группового питания. Потери электроэнергии в элементах схемы группового питания уменьшаются по сравнению с таковыми для существующей схемы питания более чем в два раза.

Схема группового питания (рис. 1) содержит двухобмоточный трансформатор 1 с обмотками 2 и 3, между выходными зажимами вторичной обмотки 3 трансформатора 1 и входными зажимами каждого из электроприемников 4 и 5 последовательно между собой включены первичные обмотки соответственно 6, 7 и 8, 9 вспомогательных трансформаторов 10, 11 и 12, 13 соответствующих трансформаторно-тиристорных модулей. Зажимы и отводы вторичных обмоток 14, 15 и 16, 17 соответственно вспомогательных трансформаторов 10, 11 и 12, 13 этих модулей через тиристорные ключи соответствующих блоков 18, 19 и 20, 21 подключены к выходным зажимам вторичной обмотки 3 трансформатора 1. Система программного управления схемой группового питания содержит блок центрального процессора 22 с постоянным запоминающим устройством, снабженный тремя парами входных и выходных зажимов. Две пары входных и выходных зажимов подключены соответственно к двум блокам датчиков напряжения, тока и мощности 23, 24. Входной зажим третьей пары – к блоку управления 25, а выходной зажим связан с входами четырех блоков выходных каскадов 26, 27, 28, 29 по числу используемых трансформаторно-тиристорных модулей. Для подключения питающей сети к входным зажимам схемы группового питания последняя содержит выводы А, В, С.

При варианте принципиальной схемы вторичных обмоток 14, 15 и 16, 17 соответственно вспомогательных трансформаторов 10, 11 и 12, 13 (рис. 2). Путем включения определенных тиристорных ключей блоков 18, 19 и 20, 21 зажимы и отводы соответствующей вторичной обмотки подключают различными вариантами как между собой, так и к зажимам вторичной обмотки 3 трансформатора 1. Для этих целей в составе каждого блока тиристорных ключей (на рис. 2 изображен блок 18) используют несколько групп. Определенные тиристорные ключи $18_1, 18_3, 18_5, 18_8, 18_{10}, 18_{12}$ из первой группы включают тогда, когда необходимо уменьшить на некоторую дискретную величину напряжение на выходных зажимах a_2, b_2, c_2 по сравнению с его величиной на входных за-

жимах a_1, b_1, c_1 трансформаторно-тиристорного модуля. Когда требуется увеличить напряжение на упомянутых зажимах a_2, b_2, c_2 , то включают некоторые тиристорные ключи $18_2, 18_4, 18_6, 18_7, 18_9, 18_{11}$ из состава второй группы. Тиристорные ключи $18_{13}, 18_{14}, 18_{15}, 18_{16}, 18_{17}, 18_{18}$ третьей группы используют для соединения между собой зажимов и отводов вторичной обмотки с целью получения различных вариантов схемы ее соединения. В отличие от первых двух групп определенную часть тиристорных ключей третьей группы всегда используют при любом стационарном режиме работы трансформаторно-тиристорного модуля. В частном случае, когда нет необходимости менять напряжение на выходных зажимах a_2, b_2, c_2 трансформаторно-тиристорного модуля относительно такого на входных зажимах a_1, b_1, c_1 , то включают определенные тиристорные ключи исключительно из состава третьей группы.

Векторно-топографические диаграммы, соответствующие различным полнофазным режимам работы трансформаторно-тиристорных модулей, приведены на рис. 3. Возможно всего 9 полнофазных режимов работы, которые имеют условные названия «Режим 1, Режим 2, ..., Режим 9». Для обеспечения этих режимов работы в соответствии с рис. 2 включены определенные тиристорные ключи из различных групп.

Например, режим работы с условным названием «Режим 1» получают путем включения тиристорных ключей $18_{13}, 18_{14}, 18_{17}, 18_{18}$ только из третьей группы. Такие режимы, как «Режим 2, Режим 3, ..., Режим 5», обеспечены за счет использования части тиристорных ключей из первой и третьей групп. Другие режимы работы – «Режим 6, Режим 7, ..., Режим 9» – получены путем включения некоторых тиристорных ключей из состава второй и третьей групп. Конкретные номера тиристорных ключей для обеспечения всех упомянутых выше полнофазных режимов работы трансформаторно-тиристорных модулей указаны на рис. 3. Анализ диаграмм различных режимов работы показывает уменьшение или увеличение выходного напряжения $U_{a_2b_2}$ относительно входно-

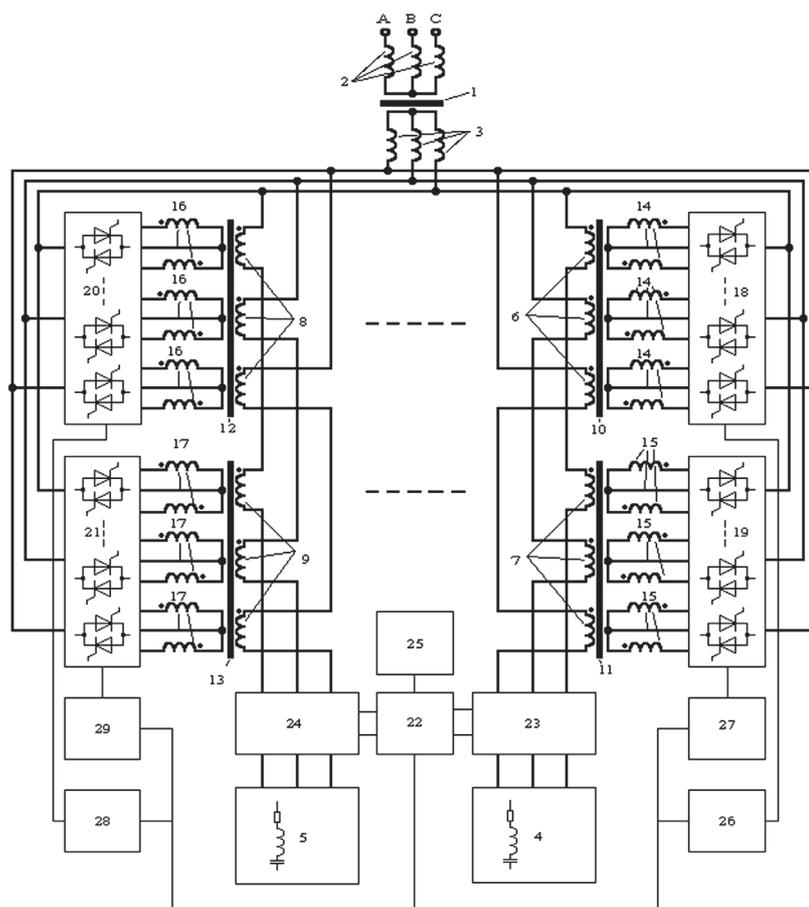


Рис. 1. Схема группового питания

го $U_{a_1b_1}$ практически равными ступенями. Между входными зажимами конкретного электроприемника 4 и выходными зажимами обмотки 3 питающего трансформатора 1 (см. рис. 1) включено последовательно два трансформаторно-тиристорных модуля. Поэтому устройство позволяет получить $9 \times 9 = 81$ уровень напряжения на зажимах каждого электроприемника из их группы. Регулируют напряжение в пределах 0–100% от номинальной величины мелкими ступенями величиной около 1,25%. Если электроприемник, например, серии электролизеров для получения цветного металла, требует электроэнергию постоянного тока, то количество уровней напряжения постоянного тока на его зажимах в несколько раз увеличивают. Для этой цели на входные зажимы выпрямительных мостов, от которых получают электроэнергию упомянутые электролизеры, подают регулируемое по величине переменное напряжение не только за счет использования вышеуказанных полнофазных режимов работы. Используют большое количество (установлено 49 таких режимов) неполнофазных режимов работы трансформаторно-тиристорных

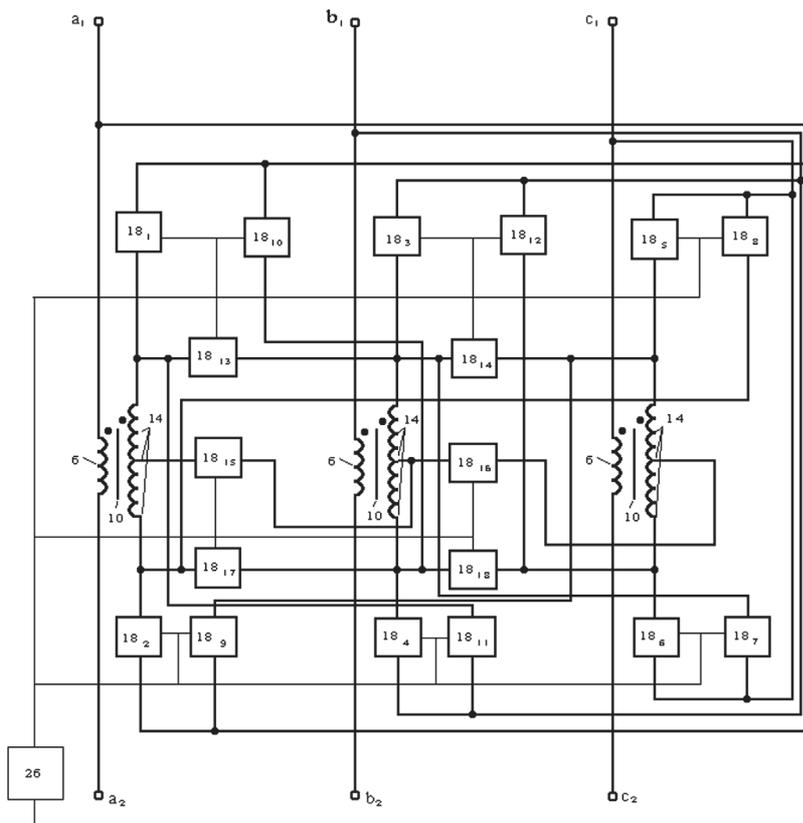


Рис. 2. Вариант принципиальной схемы вторичных обмоток

модулей, которые реализуют путем выбора различных вариантов (49 штук) неполнофазного подключения вторичных обмоток 14 или 15, 16 или 17 вспомогательных трансформаторов 10 или 11, 12 или 13 соответственно к выходным зажимам обмотки 3 трансформатора 1 (см. рис. 1).

В качестве примера (рис. 4) даны графики изменения напряжения (кривые I, II, III, и IV) от времени на зажимах четырех отдельных электроприемников, которые в составе их группы получают электроэнергию одновременно от зажимов предлагаемой схемы группового питания. Изменение напряжения на зажимах каждого электроприемника за время цикла ($t_{ц}$) принято по одинаковому линейному закону в пределах 0–100% от номинальной величины ($0-U_{max}$ на рис. 4). Графические зависимости I, II, III, и IV приведены на интервале изменения времени немного более чем два $t_{ц}$.

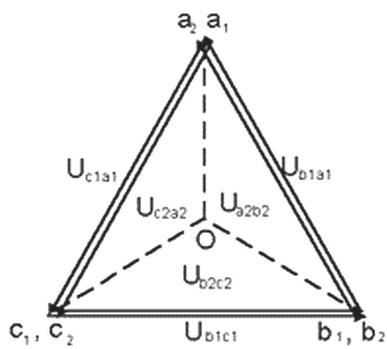
Анализ (см. рис. 4) показывает, что сдвиг временных моментов начала и конца одинаковых циклов изменения напряжения на зажимах отдельных электроприемников группы на один и тот же промежуток времени обеспечивает для любого момента времени (t) равенство отношения суммы

напряжений ($U_I + U_{II} + U_{III} + U_{IV}$) на их зажимах к числу одновременно работающих электроприемников группы величине уровня напряжения (U_0 на рис. 4), соответствующего середине диапазона его регулирования.

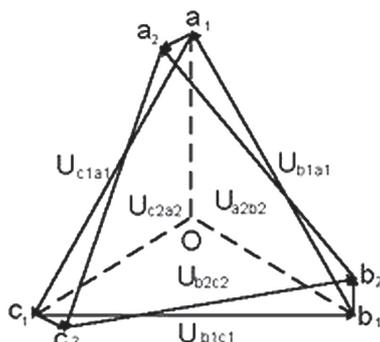
Необходимость ресурсо- и энергосбережения при организации широкодиапазонного и мелкоступенчатого регулирования напряжения под нагрузкой на зажимах отдельных электроприемников приводит к необходимости организации групповой схемы питания от одного и того же трансформатора 1 одновременно нескольких электроприемников (4 и 5) (см. рис. 1). При регулировании напряжения в пределах времени цикла его изменения ($t_{ц}$ на рис. 4) с любым, даже самым широким диапазоном 0–100% регулирования, сдвигают моменты начала организации циклов регулирования напряжения на зажимах отдельных электроприемников группы таким образом, чтобы в любой момент времени отношение суммы напряжений на их зажимах к количеству одновременно рабо-

тающих электроприемников группы было близко к величине выбранного уровня напряжения, соответствующего середине диапазона его регулирования (U_0 на рис. 4). В предложенных схемах группового питания это реализуют с помощью системы программного управления 22–29 путем воздействия на определенные тиристорные ключи блоков 18, 19 и 20, 21 в цепях различных электроприемников 4 и 5. В существующих схемах питания реализовать последнее не представляется возможным. Поэтому функциональные возможности схем группового питания существенно шире, чем у существующих схем индивидуального питания.

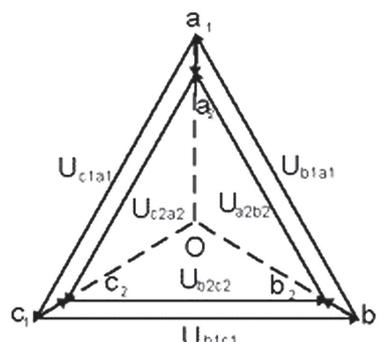
Схема группового питания работает следующим образом. Пусть в исходном режиме работы после включения устройства в питающую сеть уровень напряжения на выходных зажимах обмотки 3 трансформатора 1 (см. рис. 1) составляет определенную величину U_0 (см. рис. 4). Это напряжение одинаково и равно середине диапазонов его регулирования на зажимах отдельных электроприемников 4 и 5 их группы. При этом в составе тиристорных ключей блоков 18 и 19 включены тиристорные ключи соответственно $18_2, 18_4, 18_6,$



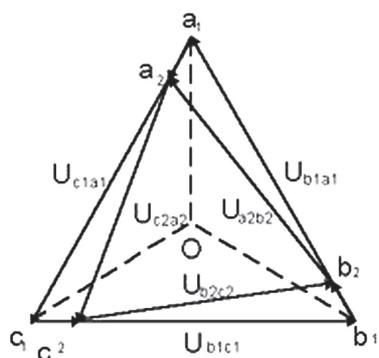
Режим 1. ТК
18₁₃, 18₁₄, 18₁₇, 18₁₈



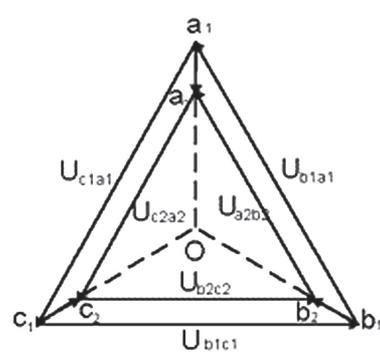
Режим 2. ТК
18₁₃, 18₁₄, 18₈, 18₁₀, 18₁₂



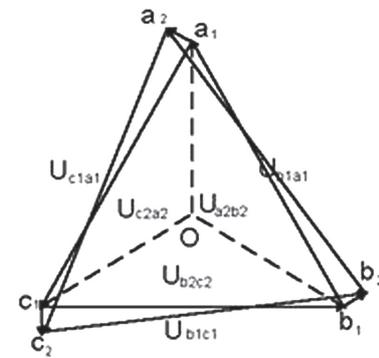
Режим 3. ТК
18₁, 18₃, 18₅, 18₁₇, 18₁₈



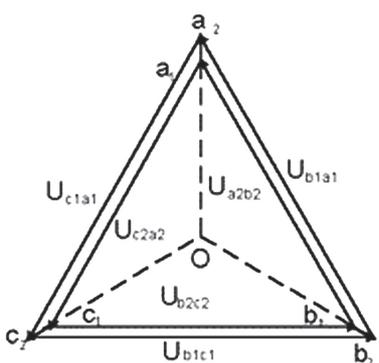
Режим 4. ТК
18₁, 18₃, 18₅, 18₈, 18₁₀,
18₁₂



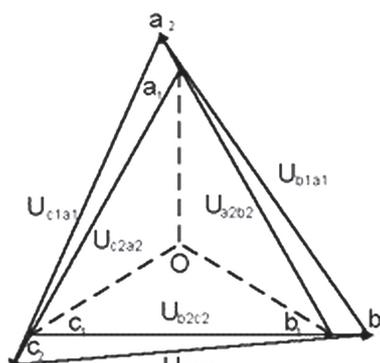
Режим 5. ТК
18₁, 18₃, 18₅, 18₁₅, 18₁₆



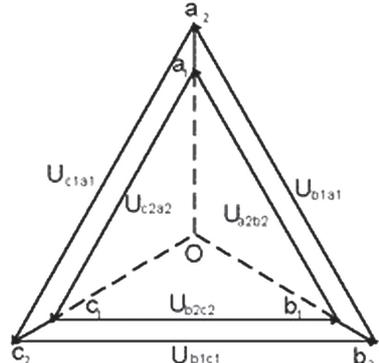
Режим 6. ТК
18₇, 18₉, 18₁₁, 18₁₇, 18₁₈



Режим 7. ТК
18₂, 18₄, 18₆, 18₁₃, 18₁₄



Режим 8. ТК
18₂, 18₄, 18₆, 18₇, 18₉, 18₁₁



Режим 9. ТК
18₂, 18₄, 18₆, 18₁₅, 18₁₆

Рис. 3. Векторно-топографические диаграммы, соответствующие различным полнофазным режимам работы

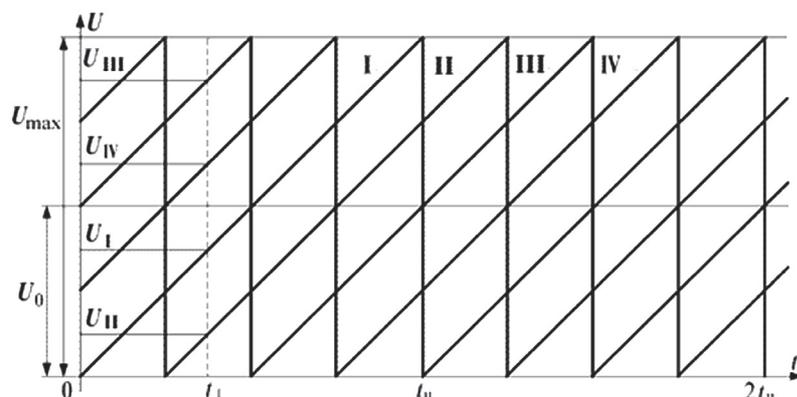


Рис. 4. Графики изменения напряжения на зажимах электроприемников

18₁₅, 18₁₆ (см. рис. 2) и 19₂, 19₄, 19₆, 19₁₅, 19₁₆. А в составе тиристорных ключей блоков 20 и 21 включены другие тиристорные ключи соответственно 20₁, 20₃, 20₅, 20₁₅, 20₁₆ и 21₁, 21₃, 21₅, 21₁₅, 21₁₆. Трансформаторно-тиристорные модули, которые включены последовательно в цепь электроприемника 4, находятся в режиме работы с условным названием «Режим 9» (см. рис. 3). Модули, включенные последовательно в цепь электроприемника 5, работают в режиме с условным названием «Режим 5» (см. рис. 3). Исходный уровень напряжения на входных зажимах электроприемника 4 равен его максимальному значению, так как суммарный максимальный уровень напряжения на зажимах первичных обмоток 6 и 7 ($U_{6,7max}$) обоих модулей составляет половину диапазона регулирования напряжения на зажимах электроприемника 4 и находится в фазе с напряжением U_0 обмотки 3 трансформатора 1. На входных зажимах электроприемника 5 исходный уровень напряжения принят равным его минимальному значению, так как суммарный максимальный уровень напряжения на зажимах первичных обмоток 8 и 9 ($U_{8,9max}$) обоих модулей составляет половину диапазона регулирования напряжения на зажимах электроприемника 5 и находится в противофазе с напряжением U_0 обмотки 3 трансформатора 1. Диапазоны регулирования напряжения на зажимах отдельных электроприемников 4 и 5 соответственно равны $U_0 \pm U_{6,7max}$ и $U_0 \pm U_{8,9max}$. Последние могут быть одинаковыми или различными как по величине, так и по временному закону изменения напряжения внутри диапазона его регулирования. По команде блока управления 25 начинается процесс регулирования напряжения на зажимах электроприемников 4 и 5 по заданным для каждого электроприемника индивидуальным законам его изменения. Центральный процессор

22 считывает из постоянного запоминающего устройства необходимую цифровую информацию о моментах времени, в которые следует менять схемы соединения вторичных обмоток 14, 15 и (или) 16, 17 трансформаторов трансформаторно-тиристорных модулей, которые включены последовательно в цепь соответствующих электроприемников 4 и 5. Центральный процессор обрабатывает эту цифровую информацию с учетом текущих значений фазовых углов тока нагрузки отдельных электроприемников. Значения фазовых углов поступают в центральный процессор от блоков датчиков 23 и

24. Центральный процессор 22 следит за значением текущего времени и при его совпадении с разрешенными моментами времени по определенному алгоритму снимает с помощью блоков выходных каскадов 26, 27 и (или) 28, 29 импульсы управления с выключаемых тиристорных ключей блоков 18, 19 и (или) 20, 21 старого режима работы устройства. Одновременно с этим он подает импульсы управления на те тиристорные ключи, которые должны быть включены в новом стационарном режиме работы определенных трансформаторно-тиристорных модулей и схемы питания в целом.

После реализации алгоритма переключения тиристорных ключей схема группового питания оказывается в новом стационарном режиме работы. Этот режим отличается от предыдущего по уровню напряжения в большую или меньшую сторону на зажимах одного или нескольких электроприемников их группы или одновременно на зажимах всех электроприемников группы на одну или несколько ступеней регулирования напряжения. Величина одной ступени регулирования составляет 1/80 часть полных диапазонов регулирования $U_0 \pm U_{6,7max}$ на зажимах электроприемника 4 и $U_0 \pm U_{8,9max}$ на зажимах электроприемника 5 соответственно.

В новом стационарном режиме по сравнению с исходным режимом произошли изменения в составе включенных тиристорных ключей в блоках 19 и 21. Соответствующие этим блокам трансформаторно-тиристорные модули перешли в режимы работы с условными названиями соответственно «Режим 8» и «Режим 4» (см. рис. 3). Напряжение на зажимах электроприемника 4 уменьшилось на одну определенную выше ступень регулирования, а на зажимах электроприемника 5 оно увеличилось также на одну определенную выше ступень.

**В. Григорьев,
Э. Киреева,
В. Миронов,
А. Чохонелидзе**



АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ДО 1 КВ. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением (автоматы) предназначены для отключения тока при КЗ, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей (в том числе электродвигателей) на напряжение до 1 кВ.

Расцепители, являясь составной частью автоматов, контролируют заданный параметр защищаемой цепи и воздействуют на расцепляющее устройство, отключающее автомат.

Наиболее распространенными расцепителями являются:

- а) электромагнитные – для защиты от тока КЗ;
- б) тепловые – для защиты от перегрузок;
- в) комбинированные, совмещающие в себе электромагнитные и тепловые расцепители;
- г) полупроводниковые, позволяющие ступенчато менять номинальный ток расцепителя; время срабатывания в зоне перегрузки; отношение тока срабатывания при токе КЗ (0,1; 0,25; 0,4 с).

Полупроводниковые расцепители имеют более стабильные параметры и удобны в настройке.

Если автомат не имеет максимальных расце-

пителей, то он используется только для коммутаций цепей без тока.

Кроме указанных выше, имеются также минимальные, нулевые, независимые и максимальные токовые расцепители. Минимальные расцепители отключают включенный автомат при $U - (0,35 - K), 7) U_{НОМ}$; нулевые расцепители – при $(0,1 - 0,35) U_{НОМ}$. Независимые расцепители служат для дистанционного отключения автоматов, максимальные токовые – для защиты электрических цепей (кроме двигателей) от перегрузки.



Таблица 1

Основные технические данные автоматических выключателей

Полное время отключения цепи выключателем при номинальном токе с момента подачи рабочего напряжения на выводы катушки независимого расцепителя не более 0,065 с.

Тип автоматического выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Число полюсов	Вид расцепителя максимального тока		Номинальные токи расцепителя, А	Уставка срабатывания расцепителя		Время выдержки (срабатывания), с			Предельная отключающая способность, кА	Вид привода			
				в зоне перегрузки	в зоне КЗ		в зоне перегрузки	в зоне КЗ	при токе 1,05 I _{ном}	при токе 6 I _{ном}	в зоне КЗ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14			
Э06	=220	800; 1000				630; 800	1,25	3; 5; 7; 10				35	Ручной, электромагнитный			
	=400					630; 800; 1000						25				
	~380					630; 1000; 1600						40				
	~660					1000; 1600						45				
Э16	=440	1250; 1600	-	Полупроводниковый	Полупроводниковый	630; 1000; 1600	1,25	3; 5; 7	-	4; 8; 16	0,25; 0,45; 0,7	30				
~660	2000; 2500; 3200; 4000	50														
Э25	=440	4000; 5000; 6300				2500; 4000; 6300						55				
~660		85														
АК50	=220	50	2	Электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания	Электромагнитный без замедлителя	0,6; 0,8; 1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 4; 5; 6; 8; 10; 12,5; 15; 20; 25; 32; 40; 45; 50	-	5	-	3-20	-	4,5	Ручной			
	~380		2; 3			1,35	5; 10	Не срабатывает	-	0,2-0,4	5					
АК63	=240	63	1	Комбинированный	Электромагнитный	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	-	1,5; 5	-	3-20	-	3-5	Ручной			
	=400		2			1,3	1,5; 3; 12	3								
	~500		2; 3			2,3; 9										
АП50Б	=220	50	2	Комбинированный		1,6; 2,5; 4; 6,4; 10;	1,25	3; 5; 10	-	1,5-10	-	0,5-4	Ручной			
~500	3		0,3-3,5													
АП50Б	~660	50	3	Комбинированный		16; 25; 40; 50; 63	1,25	3,5; 10	-	1,5-10	-	0,24-1				
АЕ1000	~380	25	1	Тепловой	Электромагнитный	6; 10; 16; 20; 25;	1,25; 1,5	12-18	-	-	-	1,2; 1,8	Ручной			
АЕ2020	~380	16	3			0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16	0,9-1,15	12				-		-	-	0,7-4
						~660										0,7-1,6
АЕ2040 АЕ2040М	~220	63	1			0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	0,9-1,15	12				-		-	-	2-6
	~380		1; 3	0,8-6												
	~440		1	2-4,5												
АЕ2050М	~660	100	3	10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	-	-	-	-	5-20	-	2,4-6	-				
	~380			2,1-4												
АЕ2060	~380	160										3,5-11,5				
	~660											3-6				
АЕ2530	=220	25	1; 2			0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,25; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25		1,3-10	-	-	-	2-5	-			
	~380							2-10				0,8-5				
АЕ2540	=220	63				25; 31,5;		2,5; 5; 10				5-10				

Таблица 1
Продолжение

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
AE2540	~380	63	1;2	Тепловой	Электромагнитный	40; 50; 63		5; 10	-	-	-	3-6	-	
AE2550	=220	100				50; 60; 80; 100		5; 10				20		
BA13-25	~1140	25	3	Электромагнитный с гидравлическим замедлением		3,15; 5; 16; 25	-	7	-	-	-	1,5	-	
BA13-29	~660	63	2;3			0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	6; 12	3; 6; 12				6		
	=440					10								
BA16	~380	6,3-31,5	1	Тепловой		-	-	95-440	-	-	-	1	-	
BA19 (BA19-29)	~380	0,6-63	1;2			0,6-63	-	2-10	-	-	-	1,2-6		
	=220					1,3-10	2-10							
BA22-27	~380	40	3;2			Электромагнитный	6,3; 10; 16; 20; 25; 31,5; 40	-	-	-	-	-	1	Электро-двигательный
	=220						1,7-3							
BA51-25 (BA51Г25)	~380	0,3-25	3		0,3-4,0 (BA51-25) 5-25 (BA51Г25)		1,2; 1,35	7; 10; 14	-	-	-	1,5-3,8	Ручной	
	~660				1,2-3									
BA51	=220	100; 160	1;2;3		для 100 А 6,3-100; для 160 А 80-160		1,2; 1,25; 1,35	3;6;7	-	-	-	2-28		
	~660				1,5-12									
BA51-35	=220	250	2;3		80; 100; 125; 200; 250		-	6; 8; 10	-	-	-	25-35	Ручной, электромагнитный	
	~660			10-12										
BA51 BA52	=440	400		250; 300; 400	-		6	-	-	-	35-85			
	~660			12-20										
BA57-35 BA57-37	=440	250	3	Электромагнитный	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250	-	6; 8; 10 12	-	-	-	5-110	Ручной, электромагнитный		
	~660				3,5-20									
BA51-39	=220	630	2;3		400; 500; 630	6	2500; 3200; 4000	-	-	-	35			
	~380				10	2500; 3200; 4000; 5000; 6300	20							
	~660				50									
BA52-39	=440	630	2;3		250; 320; 400; 500; 630	6 10	2500; 3200; 4000	-	-	-	85	Ручной, электромагнитный		
	~380				2500;3200; 4000;5000; 6300	40								
	~660				20									
BA53-41	~380	1000	2;3		Полупроводниковый	Для полупроводникового 630; 800; 1000 Для электромагнитного 250; 400; 630; 1000	2; 3; 5; 7	-	-	0,04	135			
	~660						2; 4; 6				33,5			
	=440			2,3; 5; 7			110							
BA55-41	~380	1000	2;3	Для электромагнитного 250; 400; 630; 1000		1,25	2; 4; 6	4; 8; 16	-	-	55			
	~660			2; 4; 6		33,5								
BA56-41	=440	1000	2;3	1000; 1280; 1600		1,25	-	4; 8; 16	-	-	100			
	~380			2; 4; 6		55								
BA53-43	~660	1600	2;3	1000; 1280; 1600		1,25	2; 3; 5; 7	-	-	-	33,5			
	=440			2; 4; 6		100								
BA55-43	=440	1600	2;3	1000; 1280; 1600		1,25	2; 4; 6	-	-	-	160			
	~660			2; 3; 5; 7	47,5									
										0,1; 0,2; 0,3		100		
										0,1; 0,2; 0,3		47,5		

Таблица 1
Окончание.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
ВА56-43	=440	1600	2;3	Полупроводниковый	Электромагнитный	1600	1,25	-	4; 8; 16	-	-	100	Ручной, электромагнитный		
	~660							47,5							
ВА75-45	=440	2500				1575; 2000; 2500		2; 4; 6		250		2; 3; 5; 7		50	
	~660							40							
ВА75-47	=440	4000				2520; 3200; 4000		2; 4; 6		250		2; 3; 5; 7		60	
	~660							45							
ВА81-41	=440	1000				250; 400; 630; 1000		2; 4; 6		250		2; 3; 5; 7		100	
	~660							45							
ВА83-41	=440					1000		250; 400; 630; 1000		2; 4; 6		250		2; 3; 5; 7	100
	~660									45					
ВА85-41	=440		1000	250; 400; 630; 1000	2; 4; 6	250	2; 3; 5; 7	100							
	~660				45										
										0,1; 0,2	100				
										0,1; 0,2; 0,3	45				

Дополнения к табл. 1.

1. Автоматические выключатели серии АП50Б выпускают с разными видами расцепителей, что отражается в их обозначении. Так, например, АП50Б2МТ – с двумя комбинированными расцепителями; АП50Б2М – с двумя электромагнитными расцепителями; АП50Б3ТН – с тремя тепловыми расцепителями и минимальными расцепителями напряжения; буква Д означает – независимый расцепитель, О – максимальный расцепитель тока в нулевом проводе.

Предельная коммутационная способность автомата при переменном напряжении 380 В составляет 0,5–10 кА при номинальном токе максимальных расцепителей 1,6–63 А.

Автоматы содержат один или два переключающих контакта.

2. Автоматические выключатели серии АК50 и АК63 выпускают со следующими видами расцепителей: МГ – электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ; М – электромагнитный для защиты в зоне токов КЗ.

3. Автоматические выключатели серии АЕ1000 предназначены для защиты осветительных электрических цепей переменного тока; номинальный режим работы – продолжительный.

4. Автоматические выключатели серии АЕ20 различаются по значению номинального тока выключателя следующим образом: АЕ2020 – $I_{в.ном} = 16$ А; АЕ2040 – $I_{в.ном} = 63$ А; АЕ2050 – $I_{в.ном} = 100$ А; АЕ2060 – $I_{в.ном} = 160$ А. Четвертая цифра в обозначении выключателя означает следующее: 3 – трехполюсные с электромагнитными максимальными расцепителями; 4 – однополюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями; 6 – то же, но трехполюсные.

5. Автоматические выключатели серии АЕ25 имеют по одному замыкающему и по одному размыкающему контакту.

Для этих автоматов имеет место следующее

Таблица 2

Трехполюсные автоматические выключатели серии АЗ700 переменного тока с электромагнитными расцепителями

Тип выключателя	$I_{в.ном}$ А	$I_{ном.д.}$ А	$I_{с.о*}$ А	ПКС**	ОПКС**
				в цепи 380В	в цепи 380В
Ударный ток, кА					
Выключатели на напряжение до 660 В					
АЗ712Б	160	80 160	400 630; 1000; 1600	36 75	125
АЗ722Б	250	250	1600; 2000; 2500	80	150
АЗ732Б	400	400	2500; 3200; 4000	100	150
АЗ742Б	630	630	4000; 5000; 6300	100	150
АЗ792Б	630	630	2500; 3200; 4000; 5000; 6300	11,1	150
Выключатели на напряжение до 380 В					
АЗ712Ф	160	80 160	400 630; 1000; 1600	25	28
АЗ722Ф	250	250	1600; 2000; 2500	35	38
АЗ732Ф	630	400	2500; 3200; 4000	50	53
		630	4000; 5000; 6300		

* – Ток срабатывания отсечки.

** – ПКС – предельная коммутационная способность.

*** – ОПКС – то же, но одноразовая.

Таблица 3

Трехполюсные автоматические выключатели серии АЗ700 переменного тока с электромагнитными и тепловыми расцепителями

Тип выключателя	$I_{в.ном}$, А	$I_{ном.д.}$, А	$I_{с.п}/I_{ном.р}$	$I_{с.о.}$, А	ПКС в цепи 380В	ОПКС в цепи 380В		
					Ударный ток	кА		
Выключатели на напряжение до 660 В								
АЗ71 2Б	160	16	1,15	630;	5,5	-		
		20			10			
		25			15			
		32; 40			20 30 45			
		50; 63		1600	60			
		80 100;						
		125						
		160			75	125		
АЗ72 6Б	250	160	1,15	2500	65	150		
		200;			75			
		250						
АЗ73 6Б	400	250	1,15	2500	65	150		
		320		3200	100			
		400		4000	100			
АЗ79 6Б	630	250	1,15	2500	65	150		
		320		3200	70			
		400		4000	70			
		500		5000	70			
		630		6300	70			
Выключатели на напряжение до 380 В								
АЗ71 6Ф	160	16	1,15	630	5,5	-		
		20			10			
		25			15			
		32; 40			20			
		50; 63;		630;	25 25	28		
		80 100;		1600				
		125;						
		160						
АЗ72 6Ф	250	160;	1,15	2500	35	38		
		200;						
		250						
АЗ73 6Ф	630	250	1,15	2500;	50	53		
		320					3200;	
		400						4000
		500						
630	6300							

$I_{с.п}$ – ток срабатывания при перегрузке.

число полюсов в комбинации с максимальными расцепителями тока: 1 – однополюсные с электромагнитными максимальными расцепителями тока; 2 – двухполюсные с электромагнитными расцепителями тока; 4 – однополюсные с электро-

Таблица 4

Значения сопротивлений автоматических выключателей

$I_{ном.}$, А	R_a , МОм	X_a , МОм
50	7	4,5
70	3,5	2
100	2,15	1,2
140	1,3	0,7
200	1,1	0,5
400	0,65	0,17
600	0,41	0,13
1000	0,25	Од
1600	0,14	0,08
2500	0,13	0,07
4000	0,1	0,05

Примечание. Приведенные значения сопротивлений включают в себя сопротивления токовых катушек расцепителей и переходные сопротивления подвижных контактов.

магнитными и тепловыми расцепителями тока; 5 – двухполюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями тока.

6. Автоматические выключатели серии ВА13 предназначены для отключения электрических цепей при перегрузках и КЗ. Пятая и шестая цифры в обозначении выключателя означают следующее: 22 – два полюса с электромагнитными расцепителями; 23 – два полюса с электромагнитными расцепителями с гидравлическим замедлением; 32 – три полюса с электромагнитными расцепителями; 33 – три полюса с электромагнитными расцепителями с гидравлическим замедлением. Время отключения автоматов под действием независимого расцепителя не превышает 0,05 с.

7. Автоматические выключатели серии ВА16 выпускаются на следующие номинальные токи: 6,3; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0 и 31,5 А. Номинальные уставки по току срабатывания соответственно равны: 95; 140; 225; 280; 350 и 440 А.

8. Автоматические выключатели серии ВА19 предназначены для защиты электрических установок от токов перегрузки и токов КЗ в цепях переменного тока. Имеют один замыкающий и один размыкающий контакты.

Таблица 5

Приближенные значения активных сопротивлений разъемных контактов коммутационных аппаратов напряжением до 1 кВ

Номинальный ток аппарата, А	Активное сопротивление, мОм	
	рубильника	разъединителя
50	-	-
70	-	-
100	0,5	-
150	-	-
200	0,4	-
400	0,2	0,2
600	0,15	0,15
1000	0,08	0,08
2000	-	0,02
3000	-	0,02

9. Автоматические выключатели серии ВА51-25 предназначены для эксплуатации и защиты электрических цепей переменного тока от токов перегрузки и токов КЗ. Автоматические выключатели серий ВА51Г25 служат для пуска, останова и защиты АД от токов перегрузки и токов КЗ. Автоматы имеют один замыкающий и один размыкающий контакты или два замыкающих контакта, а также независимые и минимальные расцепители напряжения.

10. Автоматические выключатели серии ВА51 на токи 100 и 160 А предназначены для эксплуатации в электрических цепях переменного тока, встраиваются в комплектные устройства для защиты электрических цепей от токов перегрузки и КЗ; буква «Г» в серии означает, что эти автоматы служат для защиты, пуска и отключения АД. Автомат имеет максимальные расцепители тока (электромагнитные и тепловые), а также независимые и минимальные расцепители напряжения.

11. Автоматический выключатель серии ВА51 на ток 250 А имеет то же назначение, что и ВА51 на токи 100 и 160 А. Имеет максимальный, независимый, нулевой и минимальный расцепители.

12. Автоматический выключатель серии ВА52-37 имеет калибруемые значения уставок по току

Таблица 6

Значения активных переходных сопротивлений неподвижных контактных соединений

Вид соединения	Сопротивление, мОм
Кабель (алюминиевый) сечением, мм ² :	
16	0,85
25	0,064
35	0,056
50	0,043
70	0,029
95	0,027
120	0,024
190	0,021
240	0,012
Шинопроводы типа ШРА-73, ШРА-4 на номинальный ток, А	
250	0,009
400	0,006
630	0,0037
Шинопроводы типа ШМА-73, ШМА-4 на номинальный ток, А	
1600	0,0034
2500	0,0024
3200,4000	0,0012

срабатывания электромагнитного расцепителя тока со следующими значениями: при переменном токе – 1600; 2000; 2500; 3200; 4000 А; при постоянном токе – 2000 и 2500 А (для исполнения автоматов без тепловых максимальных расцепителей тока).

13. Автоматические выключатели серии АЗ700 по виду максимальных расцепителей тока, подразделяются:

а) на токоограничивающие с электромагнитными и полупроводниковыми расцепителями, с электромагнитными и тепловыми расцепителями, с электромагнитными расцепителями; селективные с полупроводниковыми расцепителями;

б) нетокоограничивающие с электромагнитными и тепловыми расцепителями, с электромагнитными расцепителями; без максимальных расцепителей тока.

14. Автоматические выключатели серии

«Электрон» по сочетанию видов расцепителей подразделяются:

а) с максимальным расцепителем тока (полупроводниковым), имеющим переключатель для переключения на работу в режиме с выдержкой времени (мгновенно) и минимальным расцепителем напряжения, который осуществляет оперативные отключения;

б) с максимальным расцепителем тока и независимым расцепителем напряжения.

15. Автоматические выключатели серий ВА51-39 и ВА52-39 допускается использовать для прямых пусков и защиты АД.

В зависимости от исполнения имеют разные сочетания расцепителей: тепловых, электромагнитных, независимых, нулевых и минимальных.

16. Автоматические выключатели типов ВА53-41, ВА55-41 и ВА56-41 допускается использовать для нечастых, прямых пусков АД.

Выключатели этих типов различаются по МТЗ:

а) ВА53 – токоограничивающие с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

б) ВА55 – с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока с выдержкой времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

в) ВА56 – без максимальных расцепителей тока, разработанные на базе выключателей серии ВА55.

Выключатели с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока в условиях эксплуатации допускают ступенчатую регулировку следующих параметров: номинального тока расцепителя $I_{\text{в.ном}}$, номинального напряжения (только для постоянного тока); уставки по току срабатывания в зоне токов КЗ, уставки по времени срабатывания в зоне токов перегрузки при $6 I_{\text{в.ном}}$ для переменного тока и $5 I_{\text{в.ном}}$ для постоянного тока, уставки по времени срабатывания в зоне токов КЗ для выключателей типа ВА55-41.

Выключатели с выдержкой времени в зоне токов КЗ типов ВА55-41 дополнительно имеют:

1 – верхнюю границу зоны селективности, кА: при переменном токе – 20,0;

при постоянном токе – 30,0;

2 – кратность уставки по времени срабатывания в зоне токов КЗ до верхней границы зоны селективности, с:

при переменном токе – 0,1; 0,2; 0,3;

при постоянном токе – 0,1; 0,2.

Полное время отключения электрической цепи в зоне токов КЗ выключателями типов ВА53, ВА55 (после истечения установленного времени срабатывания) и ВА56 (при токе КЗ не менее 25 кА для выключателей переменного тока и не менее



40 кА для выключателей постоянного тока) не более 0,04 с.

17. Автоматические выключатели типов ВА53-43, ВА55-43, ВА56-43 различаются по МТЗ:

а) ВА53 – токоограничивающие с полупроводниковыми и электромагнитными максимальными расцепителями тока без выдержки времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

б) ВА55-43 – с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока с выдержкой времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

в) ВА56 – автоматические, без максимальных расцепителей тока, разработанные на базе выключателей серии ВА55.

18. Автоматические выключатели серии ВА75 имеют следующие расцепители: независимого, нулевого напряжения, минимального напряжения с выдержкой времени.

19. Автоматические выключатели серий ВА81, ВА85, ВА87 предназначены для эксплуатации в электроустановках, а также допускается использовать их для прямых пусков АД с короткозамкнутым ротором и для отключения вращающихся двигателей.

Цифры в обозначении выключателей означают следующее:

81 – токоограничивающие выключатели с электромагнитными расцепителями;

83 – токоограничивающие выключатели с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями;

85 – селективные выключатели с полупроводниковым расцепителем;

ВА87 – выключатели без максимальных расцепителей тока.

Выключатели ВА87-41, не имеющие максимальных расцепителей тока, изготавливаются на базе селективных выключателей и сохраняют включенное положение до значений токов КЗ, соответствующих верхней границе зоны селективности для селективных выключателей, а свыше этих токов отключают электрическую цепь.

«Электроснабжение и электрооборудование цехов». (М.: Энергоатомиздат, 2003)



*М. Таршиш,
профессор*

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ И ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В ТРУБОПРОВОДАХ

Обратные клапаны являются существенной частью арматуры, используемой в системах водоснабжения и других гидравлических системах.

Применение этих клапанов предупреждает опорожнение водоводов после выключения насосов и работу насосов в турбинном режиме при недопустимых оборотах.

Обратные клапаны используются также в связи с проблемой снижения гидроударных нагрузок трубопроводов.

Одним из важных требований, предъявляемых к обратным клапанам, является достаточная малость гидравлических потерь при рабочих расходах. Это требование существенно для экономии энергии, учитывая большое количество обратных клапанов, применяемых в системах подачи и распределения воды.

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ

Потери энергии в трубопроводах, связанные с гидравлическим сопротивлением обратных клапанов, зависят от их типа, конструкции и настройки.

Простая и часто встречающаяся конструкция основана на использовании воздействия потока протекающей жидкости на заслонку обратного клапана, перекрывающую его отверстие при возникновении течения в обратном направлении без использования внешнего источника энергии (так называемая хлопушка).

Силы воздействия потока жидкости на заслонку образуют действующий момент, который при установившемся течении находится в равновесии с моментом уравнивающей системы (с противовесом или пружиной), а также с моментом сил трения в подшипниках оси вращения заслонки.

Обратные клапаны этого типа с различным расположением оси вращения заслонки являются управляемыми клапанами прямого действия.

Открытие и гидравлические потери клапанов прямого действия при определенном значении расхода зависят от регулируемого момента противовеса. Изменение момен-

та противовеса влияет как на гидравлическое сопротивление клапана в открытом положении, так и на его динамические свойства (например на время закрытия).

В клапанах прямого действия могут использоваться демпфирующие гидроцилиндры для обеспечения плавного закрытия и уменьшения нагрузок вследствие гидроударов.

Закрывающий обратный клапан в момент его открытого положения при перемещении подачи жидкости ограничивает возможности снижения гидравлического сопротивления клапанов этого типа.

Клапаны непрямого действия, в которых используется внешний источник энергии, могут обеспечить в тех же условиях снижение затрат на энергию по следующим причинам:

полное открытие клапана может быть осуществлено без необходимости обеспечить в открытом положении воздействие потока на заслонку, равное закрывающему моменту противовеса.

- Это позволяет создавать конструкции клапанов непрямого действия с уменьшенными потерями в открытом положении;

полное открытие клапана можно обеспечить во всем интервале рабочих расходов (открытие клапанов прямого действия уменьшается (достаточному для закрытия клапана при прекращении подачи воды);

- При уменьшении расхода потери возрастают по сравнению с потерями в полностью открытом клапане.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ПРИ ОТКРЫТОМ ОБРАТНОМ КЛАПАНЕ И ЗАТРАТЫ НА ЭНЕРГИЮ

Трубопровод может работать при различных расходах Q в интервале $Q_{min} - Q - Q_{max}$.

Изменения расхода связаны, например, с изменением водопотребления в течение суток и соответствующими изменениями числа работающих насосов.

Обратные клапаны прямого действия изменяют, соответственно, положение заслонки, увеличивая коэффициент гидравлических потерь при меньших открытиях.

Это увеличение не является необходимым и ведет к дополнительным потерям энергии.

Клапаны непрямого действия с исполь-

зованием внешнего управления позволяют избежать указанные потери.

Мощность, соответствующая потере напора h для открытого обратного клапана, выражается уравнением:

$$N = gphQ,$$

где:

g – ускорение силы тяжести;

ρ – плотность жидкости.

Функция $h(Q)$, необходимая для подсчета мощности, обычно определяется изготовителем обратного клапана.

Потери энергии E_T в течение времени T могут быть определены, если изменения расхода $Q(t)$ в течение суток известны.

УПРОЩЕННЫЙ РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ЭНЕРГИЮ, СВЯЗАННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ

ПРИМЕР УПРОЩЕНИЯ:

- постоянная цена энергии в течение года;
- график подачи воды в течение суток одинаков для всех дней года;
- постоянные потери напора в рабочем интервале расходов.

Исходные данные:

1. Трубопровод, в котором установлен клапан, работает 11 часов ($\Delta t_1 = 11$ час) при расходе $Q = 2230$ м³/час и 13 часов ($\Delta t_2 = 13$ час) при расходе $Q_1 = 3425$ м³/час.

2. Цена энергии $C = 0,05$ долл./кВт·ч.

3. КПД насосов (η_c), эл. двигателей (η_{de}) и передачи от двигателя к насосу (η_{tr}) обеспечивают:

$$\eta_c \eta_{de} \eta_{tr} = 0,8$$

(если передача отсутствует, надо принять $\eta_{tr} = 1$).

4. Число дней в году, в течение которых работает трубопровод, $n_d = 365$.

5. Число клапанов, установленных в трубопроводе, $n_{cl} = 10$.

6. Возможно использование одного из двух типов обратных клапанов:

- клапан типа «хлопушка»; потери $h = 0,25$ м Н₂О;

>> *Продолжение. Начало на с. 28*

Новый котел «Кировец» для работы на природном газе низкого давления

Котел отопительный водогрейный автоматизированный Ква «Кировец» – новинка ОАО «Кировский завод» (Калужская обл.) – предназначен для теплоснабжения зданий и сооружений или жилых поселков. В качестве топлива используется природный газ низкого давления ГОСТ 5542 или легкое жидкое топливо. Котел поставляется в полной заводской готовности, имеет малые габариты в сравнении с аналогами, обладает высокой экологичностью сжигания топлива, соответствующей требованиям ГОСТ Р, возможностью дистанционного управления и компьютерной диспетчеризации.

Срок службы – не менее 25 лет.

- Предназначен для теплоснабжения зданий и сооружений или жилых поселков.

- Топливо: природный газ низкого давления по ГОСТ 5542 и (или) легкое жидкое топливо.

- Высокая экологичность сжигания топлива, соответствующая требованиям ГОСТ Р.

- Полной заводской готовности.

- Малые габариты в сравнении с аналогами.

- Современный дизайн.

- Автоматическое регулирование процесса горения.

- Возможность дистанционного управления или компьютерной диспетчеризации.

- Современные цифровые приборы индикации работы.

- Оптимальное сочетание цены и качества.

- Срок службы – не менее 25 лет.

- Гарантия – 2 года.

- Экономичен – высокий КПД.

- Долговечен:
 - чугунный теплообменник;
 - оригинальная конструкция жаровой трубы.

- Прост и надежен в эксплуатации.

Пеностекло в качестве теплоизоляционного материала

Применение пеностекла в качестве теплоизоляционного материала в сочетании с новыми высококачественными битумными клеевыми растворами, как известно, способствует значительному тепло- и энергосбережению. И это уже давно хорошо поняли германские строители и производители этого современного стройматериала, пишет немецкий журнал «Инженер-строитель».

Пеностекло на протяжении многих лет используется в строительстве как наиболее эффективный теплоизоляционный материал благодаря высокой плотности самого стекла и закрытым ячейкам по отношению к проточной воде. В результате материал становится абсолютно водонепроницаемым. Кроме того, пеностекло не подвергается деформации при сжатии и под воздействием давления. Согласно немецким строительным нормам, его разрешается использовать на глубине до 12 метров при нормальной влажности грунта и при подаваемой воде без давления или при постоянном давлении.

Битумный охлажденный клей РС 56 WU специально разработан для приклеивания пластин из пеностекла к бетонным деталям в подвальных помещениях или торцевым частям изоляционных плит.

- клапан А.Р.И. (с верхней крышкой); потери $h = 0,15$ м Н₂О.

В этом примере годовые затраты определяются по формуле:

$$C_{ty} = \frac{2,72 \times 10^3 \text{C} \times n_{gr} \times n_g \times h(\Delta t_1 Q_1 + \Delta t_2 Q_2)}{\eta_c \eta_{de} \eta_{tr}}$$

В случае использования клапанов типа «хлопушка» находим:

$$C_{ty} = 2,72 \times 10^3 \times 0,05 \times 10 \times 365 \times 0,25 (11 \times 2230 \times 13 \times 3425) / 0,8 =$$

$$= 42848,6 \times 0,25 = 10712 \text{ долл.}$$

(потери $h = 0,25$ м Н₂О).

В случае использования клапанов А.Р.И. (с верхней крышкой) (потери $h = 15$ м Н₂О):

$$42848,6 \times 0,15 = 6427 \text{ долл.}$$

Примечание.

1. Использованные значения потерь (h) являются весьма приближенными оценками, полученными для клапана типа «хлопушка» на основе справочника по гидравлическим сопротивлениям (Идельчик И.Е., 1960. С. 330) при угле открытия $\lambda = 20^\circ$

2. Для клапана А.Р.И. из приведенной карты потерь для расхода 438,9 м³/ч (клапан 12, проходное сечение 0,073 м², скорость 1,67 м/сек, находим $h = 0,15$ м Н₂О.

Эти потери приняты в примере, полагая, что коэффициент потерь α остается постоянным при переходе к большим диаметрам при той же скорости (1,67 м/сек).

Таким образом, экономия только на одном клапане составляет более четырех тысяч долларов в год.

Продолжение на с. 48 >>

Я. Щелоков



МАЗУТ КАК ТОПЛИВО. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ

Мазут обладает рядом несомненных *качеств* как топливо:

1. Высокая теплотворность – 9500 ккал/кг.

2. Малое содержание золы – 0,3–0,5%.

3. Возможность получения светящегося пламени, обеспечивающего высокий радиационный теплообмен в топочном пространстве.

4. Возможность организации при определенных условиях, его сжигание в малых по габаритам топках.

Но мазут, как топливо, имеет ряд серьезных *недостатков*:

1. Нестабильный состав каждой партии мазута – от близкого к нефти до преимущественно в виде высоковязких крекинг-остатков. В последнем случае быстро закоксовываются форсунки, затягивается процесс горения.

2. Повышенные требования к технике безопасности. Например, температура вспышки не выше 100–120 °С.

3. Высокое содержание серы, около 3,5%.

4. Высокая температура застывания +(25–30 °С).

5. Высокая цена, особенно в последнее время.

Но, на наш взгляд, наиболее существенные *недостатки мазута* следующие:

– неудобство в эксплуатации, вызванное многоступенчатостью в подготовке мазута к использованию (разогрев, слив, организация хранения без расслоения на мазут и воду, разогрев и перемешивание в баках, транспортировка по трубопроводам, дополнительный подогрев перед форсунками, распыл, сжигание, предотвращение коррозионных процессов в котлах и

экологических последствий по составу выбросов в атмосферу и по сливу замазученных вод, обеспечение требований техники безопасности). И по каждому этапу подготовки и использования должно быть обеспечено высокое качество исполнения. Это требование не допускает исключений;

– высокочувствительный механизм использования мазута:

– только норматив тепловых потерь на собственные нужды более 10% (у природного газа – 3%);

– затраты электроэнергии на перекачку;

– дополнительный персонал на слив мазута, организацию его хранения и т.д.;

– повышенные температуры для дымовых газов за котлом, для снижения их коррозионной активности и др.

Таблица 1

Параметры температурного режима при подогреве мазута

Назначение	Минимальная (рекомендуемая) температура подогрева мазута марки (С ⁰)	
	100	200
Для слива из цистерны	60	60 (70)
При перемешивании в резервуаре	60 (80)	70 (80)
Для транспортировки	40 (60)	50 (70)
Для распыления форсунками	90 (105)	100 (105)

То есть мазут требует к себе ответственного, квалифицированного и трезвого отношения на всех этапах его использования.

ПОДГОТОВКА МАЗУТА К СЖИГАНИЮ

Подготовка мазута к использованию начинается с одной из самых важных операций – разогрев его в цистернах и слив для хранения. Разогрев в этом случае производится подачей свежего пара в слой мазута с помощью штанг или гибких металлических рукавов. При этом происходят большие утечки пара и обводнение мазута. Причем основная часть влаги попадает в мазут в период зачистки цистерн. За это время мазут обводняется на 2–4,5%. Основным показателем работы устройств при разогреве мазута марки М-100 свежим паром с параметрами 12 атм и 280 °С (объем цистерны 50 м³, температура воздуха -10 °С) является обеспече-

ние оптимальной температуры для слива не ниже 60 °С (табл. 1) при общем расходе пара на цистерну около 2,7 тонны при продолжительности слива – 5,5 час.

В случае применения пара с более низкими параметрами его расход увеличивается на 15–20%.

В этом случае большую часть топлива до начала зачистки цистерны рекомендуется сливать в основные мазутные резервуары. А обводненный мазут при зачистке цистерны – в специальный промежуточный бак. В этом случае количество конденсата, подаваемого с топливом в основные мазутные резервуары, можно сократить в 2–5 раз, т.е. уменьшить обводненность до 0,5–1,0%. Такое разделение топлива по влажности позволит дифференцированно подойти к вопросу организации его сжигания. Вода в мазуте влияет на эффективность его использования. В случае подачи в форсунки плохо перемешанного обводненного мазута

наблюдаются пульсации горения, которые приводят и к срыву пламени. Наблюдается также перерасход топлива за счет недожога.

Вместе с тем при сжигании мазута с хорошо диспергированной в нем водой, при ее содержании 5–10% и даже более, усиливается эффективность распыливания, повышается устойчивость горения, снижается содержание вредных выбросов (оксиды азота, углерода и др.). Поэтому при подготовке мазута к сжиганию следует обеспечить:

- невысокое (до 3%) содержание воды в мазуте;
- глубокое перемешивание воды с мазутом;
- необходимые температуры подогрева мазута.

О снижении содержания воды было сказано выше. При невысокой степени обводнения мазута можно обеспечить при реализации циркуляционного его подогрева. В этом случае топливо из резервуара подается насосом в специальный внешний

Таблица 2

Размеры подводящих мазутопроводов в зависимости от расхода топлива

Расход мазута, кг/ч	До 200	200–500	500–1000	1000–1600	1600–2500
Рекомендуемый диаметр условного прохода, мм	10–15	15–20	20–25	25–32	32–40

подогреватель и затем подогретым возвращается в резервуар. При наличии подогревателей внутри бака, как правило, достаточна организация рециркуляции мазута в баке перед подачей его к форсункам.

Желателен дополнительный подогрев мазута перед форсунками, особенно при механическом распыливании. Но при этом следует следить за тем, чтобы трубы теплообменника обеспечивали необходимую паровую плотность во избежание дополнительного обводнения мазута.

На всех этапах подготовки мазута должна быть обеспечена возможность замера и контроля его температуры.

МАЗУТОПРОВОДЫ

Для исключения забивания мазутопроводов и особенно форсунок следует предусматривать установку фильтров грубой и тонкой очистки. Должен быть обеспечен 100%-ный запас по их пропускной способности.

При расчете подводящих паро- и воздухопроводов рекомендуется принимать следующие скорости движения среды (м/с): для насыщенного пара – 20–30, перегретого пара – 30–60, вентиляторного и компрессорного воздуха – соответственно 10–15 и 15–20 (табл. 2).

Трубопроводы мазута прокладываются со спутниками-паропроводами в одной изоляции. Обязательно надо предусматривать возможность продувки ма-

зутопроводов паром.

СЖИГАНИЕ МАЗУТА

Температурные параметры мазута перед его сжиганием указаны в табл. 1. В котлах для распыла мазута используются паровые (паромеханические) или механические форсунки. Какие требования необходимы по их выбору?

В настоящее время на котлах чаще всего предусматривается установка механических форсунок. Минимально допустимое давление мазута перед ними – 18 атм. В табл. 3 приводятся необходимые размеры сопла форсунки в зависимости от расхода мазута (давление мазута – 18 атм).

Диаметр выходного сечения мазутного сопла следует принимать во избежание засорения и закоксовывания не менее 3 мм, даже если по расчету получено меньшее значение. То есть все форсунки с расходом менее 500–550 кг/ч должны иметь сопло не менее 3 мм диаметром и, следовательно, по своей конструкции должны быть паромеханическими или паровыми с расходом пара до 10% от расхода мазута. Скорость мазута из сопла должна быть около 60–80 м/с. В случае применения в водогрейных котлах паромеханических форсунок следует максимально ограничивать расход пара для избежания сернистой коррозии экранных труб.

Из табл. 3 также видно, что при изменении диаметра сопла на 0,5 мм расход мазута увели-

чивается с 500 до 680 кг/ч, то есть почти на 40%. Поэтому необходима обязательная тарировка форсунок на стенде при подаче воды, что позволяет:

- подобрать форсунки, одинаковые по расходу;
- обеспечить визуальное качество распыления;
- определить угол раскрытия факела;
- обеспечить соответствие расхода топлива через форсунки, требуемым по параметрам горелки (котла).

Скорость воздуха в горелке должна быть около 40 м/с. В этом случае удастся избежать химического недожога. Целесообразно при этом обеспечивать высокую степень турбулентности воздушного потока из горелки (применение лопаточных аппаратов). В этом случае обеспечивается отсутствие механического недожога. Целесообразно также и подогрев воздуха до температуры 150–200 °С.

Для горелок с расходом мазута 450–550 кг/ч длина факела в топке не должна превышать 2,5 м. Если длина факела больше, следует искать причину (распыл плохой, форсунки нетарированные и т.д.). Допускается увеличение визуальной длины факела примерно на 1 м на каждые 200 кг/ч роста расхода топлива через горелку. Мазутный факел не должен ударять в обмуровку и тем более в поверхности нагрева. Это недопустимо.

Необходимо обеспечить безнакипный режим работы мазутных котлов за счет умягчения

Таблица 3

Размеры сопла форсунки в зависимости от расхода мазута

Расход мазута, кг/ч	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Диаметр сопла форсунки, мм.	2,0	2,0	2,5	2,8	3,2	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6

>> *Продолжение. Начало на с. 44*

Он может быть также использован в качестве поверхностного покрытия для пеностекла. Клей же состоит из полимерной и водной битумной эмульсии, которая после смешивания обоих компонентов за относительно короткое время (примерно в течение одного дня) в результате удаления воды становится более прочной.

Исследования, проведенные в германском университете Дортмунда, подтвердили, что приклеенные клеем РС 56 WU к бетону пластины из пеностекла полностью, с трехкратной гарантией на водонепроницаемость, перекрывают размером до 0,2 миллиметра открытые трещины в бетоне. Это происходит за счет соединения изоляционного слоя пеностекла и клея. Герметичность при этом сохраняется полностью.

Бетонные подвалы, облицованные такими изоляционными плитами, весьма надежны и поэтому пользуются в настоящее время особым спросом. Существующие ныне в ФРГ нормативы и предписания по энергосбережению подталкивают инженеров-конструкторов к более широкому использованию теплоизоляционных материалов в подвальных помещениях, в том числе за счет потолочных перекрытий и благодаря незначительным расходам на отопительные установки в подвалах.

Фирма Pittsburg Coming, производитель изоляционного материала FOAMGLAS, предлагает специальный растворимый, охлажденный битумный клей, которым с целью экономии пространства в подвальных помещениях плиты из

пеностекла можно приклеивать на бетон с внешней стороны. При образовании трещин в подвальных помещениях их водонепроницаемость хорошо сохраняется в результате покрытия поверхности плит из пеностекла клеем РС 56 WU, что обеспечивает дополнительную надежность даже от тех трещин, которые могут появиться в более поздний срок.

«Строительная газета»

Антикоррозийное покрытие теплотрасс

Специалисты из Центрального научно-исследовательского института морского флота разработали долговременное антикоррозионное покрытие теплотрасс.

Оно включает в себя песок, вяжущее низкой водопотребности, портландцемент, суперпластификатор, сахарную патоку и воду. Покрытие стойко к щелочным и кислотным средам, может служить, как считают специалисты, 50 лет. Изобретение в настоящее время патентуется и за рубежом.

«Строительная газета»

Электрокотлы «РусНИТ-230, -236, -245» с микропроцессорным блоком управления

Электрокотлы «РусНИТ-230, -236, -245» начали выпускаться заводом «Красное знамя» (г. Рязань) в комплектации с микропроцессорным блоком управления РУСН 481313.026.

воды или обработки ее антинакипином СК-110. Одно только это позволяет снизить расход топлива на 20–25%, сократить объем ремонтных работ.

Если в мазутном котле имеются конвективные поверхности нагрева, воздухоподогреватель, то температура уходящих газов не должна быть ниже 155–160 °С во избежание сернистой коррозии. Недопустимы локальные «переохлаждения» труб, металлической обмуровки и т.д. за счет присосов холодного воздуха в газоход и т.п. В этих местах неизбежны коррозионные повреждения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В советское время мазут по нормативам (в СНиП, ОСТ, ГОСТ) был основным резервным, аварийным, технологическим топливом. В результате появилось большое число объектов, где мазут был единственным и незаменимым топливом. Что и пытаются многие сохранить до сих пор. Но ситуация в корне изменилась:

- цена на мазут в 3–5 раз выше средней по топливам;
- мазут не распределяется, а приобретает на так называемом рынке;
- использование его становится многозатратным (большие собственные нужды, высокое содержание серы и т.д.).

Поэтому мазут практически по всем своим параметрам не отвечает требованиям, которые должно обеспечивать одновременно основное и резервное топливо. Отсюда следует:

- эксплуатация теплоисточников, на которых мазут и основное, и резервное топливо, не может быть надежной с точки зрения исключения чрезвычайных ситуаций;

– мазут теперь сам требует наличия резервного топлива, а в отдельных случаях и полной его замены на местные виды топлив.

Продолжение на с. 51 >>

**В. Миллер,
Н. Балашев,
Н. Ворожко**



ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Теплонасосные установки (ТНУ) являются эффективными и экономичными системами, используемыми для отопления и горячего водоснабжения помещений и зданий, удаленных, как правило, от магистралей теплоснабжения.

ТНУ обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными источниками тепла. К ним относятся: высокая эффективность преобразования электроэнергии, экологически чистая технология производства тепла, надежная автоматическая работа установки, минимальные эксплуатационные расходы, значительный срок службы без капитального ремонта, малые габариты и вес.

Высокая энергетическая эффективность ТНУ обусловлена тем, что получаемая тепловая энергия в 3–8 раз превышает затрачиваемую на их работу электрическую энергию.

Работа ТНУ характеризуется высокой экологической чис-

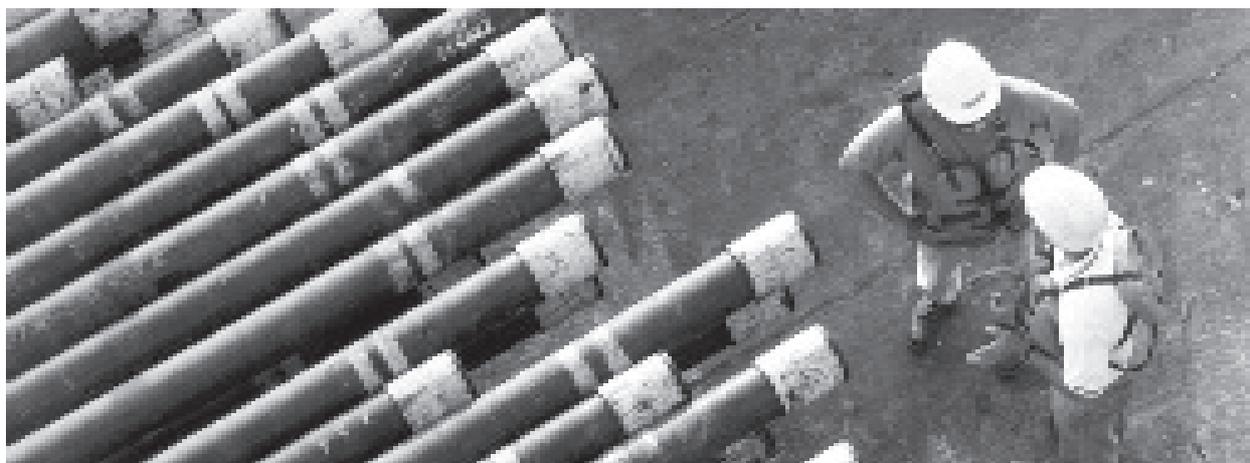
лотой, так как при ее функционировании не образуются вредные выбросы, а используемые хладагенты озонобезопасны.

ТНУ не требует постоянного наблюдения за ее работой, так как легко программируется и может явиться идеальной технической конструкцией, пригодной для использования в «интеллектуальном доме».

Эффективность обусловлена, кроме того, еще и тем, что расходы, связанные с затратами электроэнергии, а также с накладными расходами (сервисное обслуживание), являются минимально возможными по сравнению с затратами, идущими на эксплуатацию практически всех видов отечественных приборов, использующих электричество.

Следует отметить, что применение ТНУ позволит существенно сократить эксплуатационные расходы в тех регионах, где установлена прогрессивная шкала оплаты потребленной

электроэнергии. Обычно оплата электричества с присоединенной мощностью более 10 кВт осуществляется уже по шкале, предназначенной для промышленных организаций, а не по бытовой шкале. Так, например, при использовании ТНУ с выходной мощностью 18 кВт оплачивается только 6 кВт потребленной электрической энергии по бытовой шкале, а электрический нагреватель мощностью 18 кВт потребует оплату полностью установленной мощности по цене, предназначенной для промышленных организаций. Если бытовая и промышленная шкалы оплаты электричества отличаются хотя бы в два раза, то преимущество ТНУ станет шестикратным при прочих равных условиях. Но особенно наглядно ТНУ демонстрирует свою эффективность, когда на объекте в электросети невозможно получить присоединенную мощность более 10 кВт. В этом случае для получения тепловой



мощности более 10 кВт невозможно использовать другой нагреватель, кроме ТНУ.

Использование ТНУ позволяет экономить в пересчете на традиционное топливо за год на каждую 1 Гкал тепла примерно: угля – 200 кг; мазута – 100 кг; газа – 120 м³.

Эффективность достигается путем значительного увеличения срока службы за счет применения в ТНУ высоконадежных комплектующих изделий. По своим

конструктивным особенностям ТНУ, являясь холодильной машиной, имеет срок службы, сравнимый со сроком службы домашнего холодильника.

ОКБ «Карат» смонтировало и настроило на ряде объектов под Москвой и Санкт-Петербургом ТНУ-КР-10 и ТНУ-КР-18, обеспечивающих отопление и горячее водоснабжение. Эти установки успешно эксплуатируются на протяжении нескольких лет. В качестве источника низ-

копотенциальной теплоты используется грунт прилегающих к зданиям участков.

В настоящее время в ОКБ «Карат» разработан ряд ТНУ с характеристиками, указанными в табл. 1. Как видно, ТНУ малой мощности способны эффективно отапливать здания площадью от 80 до 1000 м² и более при высокой экономии электроэнергии.

Ниже приводится краткое описание принципа работы ТНУ парокompрессионного типа для

Таблица 1

Основные характеристики теплонасосных установок

Параметр	ТНУ-КР-5	ТНУ-КР-10	ТНУ-КР-18	ТНУ-КР-25	ТНУ-КР-50
Выходная тепловая мощность, кВт	5,5	10	18	25	50
Потребляемая электрическая мощность, кВт	2	3,3	6	8,5	18
Отапливаемая площадь*, м ²	80–130	180–300	260–350	360–500	650–1000
Масса**, кг	100	200	250	400	450
Габариты основного агрегата (ширина x глубина x высота), мм	500x400x1000	600x400x1700	600x450x1800	800x650x2000	1610x650x2000
Габариты бойлера (диаметр x высота), мм	700x1750	810x2000	810x2460	810x2460	810x2460

* Зависит от качества утепления помещения.

** Масса указана без учета массы заполняемой воды и массы теплоотборника.

варианта использования грунта в качестве источника низкопотенциального тепла.

При работе ТНУ происходит перенос тепла с низким потенциалом (0–35 °С) в тепло с высоким потенциалом (50–60 °С). Этот перенос осуществляется за счет реализации термодинамического цикла, который положен в основу работы ТНУ.

Для эффективной работы заданного термодинамического цикла требуется уложить в траншею на глубине 1,2–1,5 м полиэтиленовую трубу диаметром 40 мм и прокачивать по ней теплоноситель циркуляционным насосом с очень малым потреблением электроэнергии (60–200 Вт). В качестве теплоносителя, прокачиваемого по земляному трубопроводу и через испаритель, используется, например, раствор тосола с водой, который имеет низкую температуру замерзания. В испарителе происходит процесс кипения хладона за счет поступления тепла от теплоносителя и одновременного откачивания паров хладона компрессором. Далее пары хладона сжимаются компрессором и с температурой порядка 100 °С поступают в конденсатор, где происходит конденсация паров хладона и одновременное нагревание циркулирующей через него воды до 55 °С. Затем хладон проходит через терморегулирующий вентиль, осуществляющий автоматическое поддержание процесса кипения хладона в испарителе. За счет одновременной работы агрегатов теплового насоса и повторения при этом термодинамического цикла происходит постоянный нагрев воды до заданной оператором температуры.

В экстремальных ситуациях, когда температура наружного воздуха сильно понижена или когда необходимо быстро запустить тепловой насос, используют догреватель, работающий от напряжения 220 В и потребляющий мало электроэнергии.

>> Продолжение. Начало на с. 48

По своим функциональным возможностям котел «РусНИТ» с микропроцессорным блоком отличается от обычного электродного котла тем, что для отслеживания заданного параметра – температуры воздуха в помещении или температуры теплоносителя в системе – он автоматически, оптимальным образом, выбирает и подключает ступени мощности котла.

Тем самым:

- происходит экономия электроэнергии, потребляемой котлом;
- обеспечивается более равномерная во времени работа ТЭНов (увеличивается срок их службы);
- исключается необходимость смены потребителем (в котле с обычным ручным режимом) ступеней мощности в зависимости от меняющихся внешних температурных условий;
- исключается ошибка в выборе ступеней мощности.

На цифровом индикаторе микропроцессорного блока отображается текущее значение температуры теплоносителя или воздуха в помещении и дается информация об аварийной ситуации (отсутствие теплоносителя или превышение критической температуры в теплообменнике). Желаемое значение температуры задается в цифровом виде.

Световые индикаторы отображают выбранный режим работы котла (по «воде» или «воздуху») и ступени мощности включаемых ТЭНов.

Конструкция котла допускает замену микропроцессорного блока на блок с обычным управлением РУСН 481313.024.

БиКЗ представляет новинку: электропарогенераторы серии ЭПК

Бийский котельный завод (ОАО «БиКЗ») – ведущее предприятие по изготовлению котлов средней и малой мощности, котельно-вспомогательного оборудования представляет новинку: электропарогенераторы серии ЭПК.

Электрические паровые котлы ЭПК по способу нагрева воды относятся к котлам электродного типа. Котлы ЭПК полностью автоматизированы. Имеется защита от короткого замыкания, обрыва фазы и перекаса фазных токов; от превышения давления котлы защищены предохранительным клапаном. При эксплуатации котлов не требуется присутствие дежурного оператора. Котлы разрешается устанавливать на территории цехов в непосредственной близости от технологического оборудования. Время выхода на рабочий режим в среднем составляет 15 минут. При достижении рабочего давления и при отсутствии разбора пара котлы переходят в дежурный режим, при котором практически не происходит потребления электроэнергии. При монтаже электрического котла не требуется дымоходов, он является идеальным решением в местах, где в связи с требованиями по безопасности запрещено пользоваться открытым огнем.

Котлы ЭПК находят свое применение там, где невозможно или экономически невыгодно строительство паровых котельных на угле, газе или мазуте. В большинстве случаев ЭПК намного выгоднее длинного паропровода.

Продолжение на с. 68 >>



С. Заякин

ПОКУПАЕМ ВОЗДУХ, ИЛИ КАК ПОКУПАТЬ КОМПРЕССОРЫ

Сжатый воздух – дорогое удовольствие. Затраты капитальные – компрессор, его установка, система подготовки воздуха – немалые, затраты эксплуатационные – энергия и техническое обслуживание – значительны и за пару лет работы превысят капитальные. Поэтому выбор компрессорного оборудования дело серьезное. Конечно, уважающие себя поставщики многое разъяснят. Однако для начала надо все-таки разобраться: *для каких целей, в каком количестве и какого качества нужен сжатый воздух.*

КОМПРЕССОРЫ. КАКИЕ ОНИ?

Компрессоры подразделяются на воздушные, осуществляющие сжатие воздуха, и газовые, сжимающие различные газы, в том числе агрессивные и взрывоопасные. Однако мы не будем касаться такой специфической техники, как газовые компрессоры, предполагая, что она используется в основном на крупных предприятиях, имеющих опыт ее эксплуатации и достаточно отчетливо представляющих свои потребности.

Итак, *воздушные компрессоры*. Они применяются во многих отраслях промышленности – нефтяной и нефтеперерабатывающей, металлургической и химической, пищевой и медицинской. Причем сжатый воздух может быть использован в качестве энергоносителя (строительные и ремон-

тные работы, добыча ископаемых, различные приводы, пневмоинструмент), а также в качестве технологической составляющей, если воздух входит в контакт с конечной продукцией (пищевая, медицинская промышленность).

В настоящее время наиболее распространены поршневые, винтовые (и те и другие по способу действия относятся к объемным) типы компрессоров и турбокомпрессоры (динамические по способу действия).

Винтовые компрессоры обычно применяются для постоянной, непрерывной работы в диапазоне давлений от 1 до 100–150 куб. м в минуту. Поршневые компрессоры используются в основном для специальных приложений: небольших расходов, высоких давлений.

Турбокомпрессоры охватывают более широкий диапазон – 100–4000 куб. м в минуту. И применяются в тех случаях, когда требуется постоянная подача воздуха для таких работ, как, скажем, продувка магистральных нефтепроводов.

Кроме того, в ряде случаев, когда необходимо получить сжатый воздух высокого качества, могут быть использованы малозумные спиральные компрессоры. Но о них немного позже.

Компрессоры также различаются по конструктивному решению (стационарные и передвижные), по техническому исполнению (маслозаполненные и безмасляные), по степени сжатия и

очистки воздуха, по наличию дополнительного оборудования для подготовки воздуха (очистки, осушения и охлаждения), по наличию или отсутствию ресивера.

И, наконец, компрессоры могут быть бытового и промышленного назначения. Впрочем, последнее различие не носит принципиального технического характера. Бытовыми считаются компрессоры, предназначенные для кратковременной работы (кстати, они, в большинстве своем, поршневые) в личных гаражах, небольших автомастерских, то есть для использования от случая к случаю.

Какими же основными принципами следует руководствоваться при выборе компрессорного оборудования?

КАЧЕСТВО ВОЗДУХА

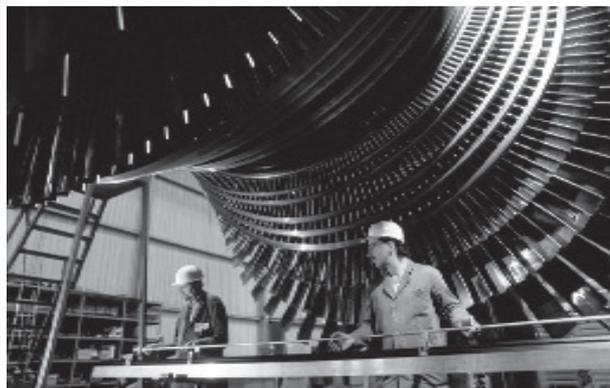
Отправной точкой в выборе компрессорного оборудования является область применения: нужен ли воздух как энергоноситель или как часть технологического процесса. Именно область применения определяет качество требуемого воздуха.

Что же понимается под качеством сжатого воздуха? Воздух, попадающий в компрессор, имеет приблизительно 65% относительной влажности. Сжатая вместе с воздухом влага конденсируется в капле воды. Вынесенные вместе со сжатым воздухом эти капли попадают в сеть распределения. Часть необходимого для смазывания системы масла проникает в сжатый воздух. Находящаяся в воздухе пыль, несмотря на фильтр на входе в компрессор, также попадает в сжатый воздух.

Для тех систем, где воздух – часть технологического процесса, качество сжатого воздуха служит определяющим показателем (в ряде случаев воздух должен быть просто стерильным). Если загрязненный водой, маслом и частицами пыли воздух будет вступать во взаимодействие с конечной продукцией, брак неизбежен. Кроме того, под действием грязного, влажного воздуха могут выходить из строя приборы и инструменты, воздух становится непригодным для окраски распылением, растут затраты на техническое обслуживание оборудования.

Для улучшения загрязненного маслом воздуха может быть использована система фильтров. Однако для этого потребуются дополнительные затраты, связанные с установкой фильтров, их периодической заменой и обслуживанием. В то же время существуют безмасляные компрессоры, не требующие фильтров.

Для осушения воздуха применяются специальные осушители, которые с помощью охлаждения и автоматического удаления конденсата по-



зволяют избавиться от 95% воды, попавшей в систему.

Для удаления пыли также существуют специальные фильтры. Причем как системы осушения, так и системы фильтрации пыли могут быть встроенными, а могут монтироваться отдельно.

ОДИН КОМПРЕССОР ИЛИ ДВАДЦАТЬ?

Важный аспект в выборе компрессорного оборудования – планирование объемов производства сжатого воздуха. По сей день весьма распространена следующая схема снабжения предприятия сжатым воздухом. Одна компрессорная станция (большой производительности) связана сетью трубопроводов со всеми потребителями (цехами, участками). Протяженность сети может достигать многих километров, и потери в этих сетях составляют от 30 до 80–90%. Причем эта мощная станция должна работать и в том случае, когда работает все предприятие и когда только одно подразделение. При этом установка большого компрессора требует специального помещения, проведения большого количества согласований и монтажных работ.

Возникает вопрос: следует ли придерживаться этой схемы и в дальнейшем или, может быть, есть смысл в каждом подразделении (или группе подразделений) установить свой компрессор соответствующей мощности? В этом случае отпадает необходимость в протяженных сетях, дополнительных помещениях, имеется возможность автономной работы каждого участка.

ЧТО ПОЧЕМ?

Как уже было сказано, сжатый воздух – удовольствие дорогое, поэтому при оценке инвестиций необходимо иметь полное представление о всех видах затрат. Их можно разделить на две категории – *капитальные* (единовременные) и *эксплуатационные*. Капитальные включают стоимость компрессора, оборудования для подготовки воз-

духа, автоматики, монтажа. Эксплуатационные – это сумма затрат на энергию и техническое обслуживание. При длительном сроке эксплуатации большую часть расходов (до 90%) составляют расходы на энергию (в подавляющем большинстве случаев электрическую), а, как было уже сказано, за два года эксплуатационные затраты могут превысить капитальные.

Таким образом, следует оценить затраты не только на покупку и установку оборудования, но и предстоящие эксплуатационные расходы. Выбирая модель подешевле, вы можете в конечном счете здорово прогадать. Попробуйте минимизировать расходы еще на этапе подготовки к осуществлению инвестиций. И не забудьте – скупой платит дважды.

СЕРВИС

Ну и наконец, техническое обслуживание. Выбирая поставщика, необходимо быть уверенным в последующем обслуживании и ремонте приобретаемого оборудования. Чтобы не пришлось из-за одного вышедшего из строя узла ехать, например, в Полтаву или, не дай бог, еще дальше. Причем это касается как зарубежного, так и отечественного оборудования. Короче, надо убедиться в наличии сервисного центра. Как выбрать такого поставщика? Представляется рациональным воспользоваться одним из трех вариантов.

Первый. Обратиться непосредственно к производителю, если он находится достаточно близко. Если же нет, обратиться в его представительство. Для зарубежных производителей официальным считается представительство, зарегистрированное в торговой палате. Например, шведская фирма Atlas Copco, активно работающая на российском рынке, имеет в России официальное представительство и собственные сервисные центры.

Второй. Обратиться к российской фирме, официально представляющей в России интересы зарубежного производителя, – фирме, которая осуществляет продажу, монтаж и последующее техническое обслуживание оборудования. Примером может служить АО «СИБ» – эксклюзивный дистрибутор французской фирмы Belair.

Третий. Обратиться в многопрофильные центры продаж и технического обслуживания. Обычно такие центры занимаются не только продажей и последующим техническим обслуживанием, но и координацией работы производителей, обеспечением их качественными (в том числе и импортными) комплектующими. Заинтересованность таких центров в качественном обслуживании очевидна. Примером такого центра может служить ЗАО «Эконика-Техно».

Итак, основными критериями при выборе

компрессоров являются: необходимое количество и качество сжатого воздуха, определяющее технический уровень оборудования; необходимое, с точки зрения рациональной работы предприятия, число единиц техники, производящей сжатый воздух; предварительная оценка не только капитальных, но и эксплуатационных затрат; последующее техническое обслуживание приобретенного оборудования.

Теперь обратимся непосредственно к рынку компрессорного оборудования. По общему мнению поставщиков (и даже отечественных производителей), зарубежная техника в большинстве своем классом выше отечественной, поэтому начнем с лучших образцов импортируемого в Россию компрессорного оборудования.

ИМПОРТНАЯ ТЕХНИКА

Наиболее впечатляюще выглядит продукция одного из мировых лидеров – известного шведского концерна Atlas Copco, имеющего в России давние корни. Еще в 1916 году в нашей стране эксплуатировалось более 200 компрессоров этой фирмы. Atlas Copco производит и поставляет практически полный спектр компрессорного оборудования.

У нас представлено более трех десятков моделей винтовых передвижных компрессорных станций серии XA, предназначенных для эксплуатации как за полярным кругом, так и в условиях аравийских пустынь.

Для обеспечения сжатым воздухом приводов станков, оборудования и пневмоинструмента в любой отрасли предлагаются стационарные винтовые маслозаполненные компрессоры серии GA, оснащенные электронной системой управления, автоматически поддерживающей все необходимые параметры. Применение эффективных систем регулирования позволяет существенно уменьшить потребление электроэнергии, что, в свою очередь, снижает эксплуатационные расходы.

Поршневые компрессоры серии L предназначены для малых предприятий, автосервиса, гаражей. Небольшой производительности поршневые безмасляные компрессоры серии LXF вырабатывают стопроцентно безмасляный воздух и могут быть использованы в медицинском и стоматологическом оборудовании.

Отдельно хотелось бы остановиться на безмасляных спиральных компрессорах (серия SF). В основу принципа сжатия в этих компрессорах положена спиральная схема. По этой схеме пара геликоидных элементов согласованно перемещается и постепенно сжимает воздух до давления 10 атмосфер. При этом полностью отсутствует контакт металла с металлом, нет необходимости в смазке и, таким образом, полностью исклю-

чается возможность попадания масла в сжатый воздух. Особенности конструкции и звукоизолирующий корпус делают общий уровень шума не более 55 дБ. Благодаря полной интеграции и низкому уровню шума имеется возможность установки компрессора непосредственно в производственном помещении. Как говорят англичане, «Compressor-room independent compressor».

Таким образом, продукция Atlas Copco по своей номенклатуре и качеству может удовлетворить любого потребителя, особенно учитывая наличие сервисных центров в Москве, Санкт-Петербурге и Екатеринбурге.

У читателя может сложиться мнение, что конкурентов у Atlas Copco нет. К счастью, это не так. Конечно, такой гаммы компрессорного оборудования ни одна зарубежная фирма в России не предлагает. Однако в отдельных классах конкуренты есть.

К ним в первую очередь относится продукция французской фирмы Belair – стационарные винтовые маслозаполненные компрессоры серий S, Silver и в особенности S'REC с диапазоном производительности от 0,5 до 12 куб. м в минуту, снабженные системой управления и контроля, встроенным ресивером (компоновка с встроенным ресивером запатентована именно фирмой Belair), масляным и пылеулавливающим фильтрами. Эти компрессоры, занимая около 0,7 кв. м площади и имея уровень шума порядка 65 дБ, весьма надежны и внешне привлекательны. Недаром фирма предоставляет на свою продукцию трехлетнюю гарантию. Эксклюзивный дистрибутор фирмы АО «СИВ» обеспечивает установку и сервисное обслуживание и предлагает ряд образцов оборудования для подготовки воздуха фирмы Belair.

Широко представлено в России компрессорное оборудование итальянского производства. Правда, это в основном поршневые компрессоры небольшой производительности, использующиеся в основном в автосервисе. И предлагают их чаще всего фирмы, специализирующиеся на поставках оборудования именно для автосервиса. Наиболее часто встречается продукция таких фирм, как Fini, Fiac, Valma, хотя в то же время фирма Fiac предлагает стационарные винтовые маслозаполненные компрессоры серии TKD, снабженные ресивером, осушителем, фильтрами и обеспечивающие высокое качество сжатого воздуха.

Теперь уже к зарубежной относится и техника бывших советских предприятий. Здесь надо, правда, отметить, что, несмотря на то что территориально эти предприятия расположены за рубежом, качество же в значительной степени осталось отечественным.

Литовское АО «SAM» предлагает передвижные поршневые компрессоры небольшой производительности (0,5 куб. м. в минуту), предназначенные для обеспечения сжатым воздухом пневмосистем и пневмоинструментов при производстве малярных, отделочных и других работ.

Полтавское ОАО «ПТМЗ» (Украина) производит в основном передвижные станции с дизельным приводом, кстати, пользующиеся спросом.

Естественно, упомянуть всех производителей импортной техники, присутствующих на российском рынке, нет возможности, однако общее представление составить можно.

Теперь обратимся к российскому производителю.

ОТЕЧЕСТВЕННАЯ ТЕХНИКА

В настоящее время компрессорное оборудование в России выпускают около десятка заводов. Наиболее преуспело в этом ОАО «Завод АСО» (г. Бежецк Тверской области). Именно на этом предприятии своевременно освоили (используя и импортные комплектующие) выпуск ряда пользующихся спросом моделей. Это в основном поршневые компрессоры относительно небольшой производительности (0,1–2,0 куб. м в минуту) с электроприводом. По конструктивному исполнению – стационарные и передвижные с максимальным рабочим давлением от 7 до 16 атмосфер.

Завод «Арсенал» (Санкт-Петербург) выпускает передвижные компрессоры с электродвигателями и двигателями внутреннего сгорания производительностью 4,6–5,4 куб. м в минуту.

В последнее время в каталогах и прайс-листах фирм-поставщиков появились стационарные винтовые маслозаполненные компрессоры Пензенского компрессорного завода, предназначенные для обеспечения пневмосистем предприятий. Диапазон производительности – 6–50 куб. м в минуту.

Спрос на продукцию большинства других предприятий очень небольшой. Объясняется это в первую очередь инерционностью, попыткой довольствоваться «старым багажом», отсутствием маркетинговых исследований, короче, неразвротливостью.

Например, московский завод «Борец» (в прошлом один из лидеров производства советской компрессорной техники) предлагает к реализации компрессор модели 2BM427/9. При сравнении его основных характеристик и цены с аналогами он выглядит вполне пристойно. Однако эта модель упоминается в справочнике, выпущенном еще в 1989 году. Можно себе представить, когда он был разработан. Понятно, что на такую технику сейчас вряд ли найдется покупатель.



ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКЕ

ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Официально признанной системой единиц измерений является СИ (SI). Единицей измерения давления в ней является Паскаль, Па (Pa) – $1 \text{ Па} = 1 \text{ Н/м}^2$. Производные от этой единицы $1 \text{ кПа} = 1000 \text{ Па}$ и $1 \text{ МПа} = 1000000 \text{ Па}$. В различных отраслях техники используются следующие единицы: миллиметр ртутного столба (мм. рт. ст., или Торр), физическая атмосфера (атм.), техническая атмосфера ($1 \text{ ат.} = 1 \text{ кгс/см}^2$), бар. В англоязычных странах популярностью пользуется фунт на квадратный дюйм (pounds per square inch или PSI). Соотношения между этими единицами пока-

заны в табл. 1.

Значение давления может отсчитываться от 0 (абсолютное давление) или от атмосферного (избыточное давление). Если давление измеряется в технических атмосферах, то абсолютное давление обозначается как ата, а избыточное – как ати, например, 9 ата, 8 ати.

ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПО ГАЗУ

Производительность компрессоров измеряется как объем сжимаемого газа за единицу времени. Основная применяемая единица – метр кубиче-

Таблица 1

	МПа	бар	мм.рт.ст.	атм	кгс/см ²	PSI
1 МПа	1	10	7500.7	9,8692	10,197	145,04
1 бар	0,1	1	750,07	0,98692	1,0197	14,504
1мм.рт.ст.	133,32 Па	$1,333 \cdot 10^{-3}$	1	$1,316 \cdot 10^{-3}$	$1,359 \cdot 10^{-3}$	0,01934
1 атм	0,10133	1,0133	760	1	1,0333	14,696
1 кгс/см ²	0,098066	0,98066	735,6	0,96784	1	14,223
1 PSI	6,8946 кПа	0,068946	51,715	0,068045	0,070307	1

Таблица 2

Класс	D, мкм	C, мг/м ³	Oil, мг/м ³	W, мг/м ³
0	0,5	0,001	0	0
1	5	1	0	0
2	5	1	500	0
3	10	2	0	0
4	10	2	800	16
5	25	2	0	0
6	25	2	800	16
7	40	4	0	0
8	40	4	800	16
9	80	4	0	0
10	80	4	800	16
11	*	12,5	0	0
12	*	12,5	3200	25
13	*	25	0	0
14	*	25	10000	100
Для классов 0, 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13 точка росы водяного пара ниже минимальной рабочей температуры не менее чем на 10 К				
Для классов 2,4,6,8,10,12,14 точка росы водяного пара не регламентируется.				
* – значение данного параметра не регламентируется.				

ческий в минуту (м³/мин.). Используемые единицы – л/мин. (1 л/мин = 0,001 м³/мин.), м³/час (1 м³/час = 1/60 м³/мин.), л/с (1 л/с = 60 л/мин. = 0,06 м³/мин.). Производительность приводят, как правило, либо для условий (давление и температура газа) всасывания, либо для нормальных условий (давление 1 атм., температура 20 °С). В последнем случае перед единицей объема ставят букву «н» (например, 5 нм³/мин). В англоязычных



странах в качестве единицы производительности используют кубический фут в минуту (cubic foot per minute или CFM). 1 CFM = 28,3168 л/мин. = 0,02832 м³/мин., 1 м³/мин = 35,314 CFM.

СТАНДАРТЫ ЗАГРЯЗНЕННОСТИ СЖАТОГО ВОЗДУХА

По ГОСТ 17433-80 регламентируется: размер твердых частиц (d, мкм), содержание посторонних частиц (C) и капельных фракций масла (Oil) и воды (W), измеряемое в мг/м³, точка росы водяного пара (табл. 2).

Пример записи: «воздух Кл. 7 ГОСТ 17433-80»

По ISO 8573.1 различают: классы по максимальному размеру d (мкм) и концентрации C (мг/м³) частиц, точке росы водяного пара T (°С) и максимальному содержанию масла Oil (мг/м³) (табл. 3).

Пример записи: «ISO 8573.1 класс 1.4.1» для воздуха класса 1 по частицам, класса 4 по точке росы и класса 1 по маслу.

Таблица 3

По частицам			По точке росы		По маслу	
Класс	d, мкм	C, мг/м ³	Класс	T, °С	Класс	Oil, мг/м ³
1	0,1	0,1	1	-70	1	0,01
2	1,0	1,0	2	-40	2	0,1
3	5,0	5,0	3	-20	3	1,0
4	15,0	15,0	4	+3	4	5,0
5	40,0	40,0	5	+7	5	25,0
			6	+10		
			7	Не рeгл.		



**Д. Огородников,
энергоаудитор,
член-корреспондент
Академии экономических
наук**

ГДЕ ПРОВОДЯТ ЭНЕРГОАУДИТ? ЭНЕРГОАУДИТОР В ВАШЕМ ОФИСЕ И НА ПОДСТАНЦИИ

Редакция под рубрикой «Энергоаудит» продолжает серию публикаций, каждая из которых последовательно и коротко отвечает читателям на самые прямые вопросы, связанные с темой: кто, что, когда, где, почему и как проводят энергоаудит.

Упомянутыми в предыдущих публикациях Правилами проведения энергетических обследований (в разделе 5 «Требования к обследуемым потребителям ТЭР»), установлено, что потребитель топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) обязан оказывать содействие проведению обследования, а именно:

- обеспечить доступ персонала организации, проводящей обследование, к обследуемым объектам;
- предоставить собственный персонал для сопровождения и помощи в проведении обследования;
- устанавливать режимы работы оборудования, необходимые для проведения измерений, если это не противоречит требованиям технологии и безопасности.

Далее Правилами установлено, что при проведении энергетического обследования потребитель ТЭР обязан назначить лицо, ответственное за его проведение, и представить:

- необходимую техническую и технологическую документацию (исполнительные схемы энергетических коммуникаций, данные о топливно- и энергоиспользующем оборудовании, приборах учета ТЭР, режимные карты и т.д.);

- данные о цеховом выпуске продукции и потреблении ТЭР;

- документы по хозяйственно-финансовой деятельности (отраслевые и межотраслевые нормы и нормативы, тарифы, лимиты потребления, договоры на поставку ТЭР, учет складских запасов топлива, данные потребления ТЭР на собственные нужды, по переданным транзитом ТЭР и отпущенным другим потребителям, их потерям и т.д.);

- статистическую отчетность организации о выпуске продукции и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении;

- при повторном и внеочередном обследовании – энергетический паспорт.

Опираясь на требования Правил легко удостовериться, что энергоаудиторы выполняют свою работу действительно и в офисах проверяемого предприятия, и непосредственно в местах установки и эксплуатации оборудования, потребляющего покупаемую энергию. Остается только отметить специфику этой части процессов энергоаудита и разграничить источники информации.

Первое, что следует принять во внимание, – энергоаудитор, как и любая иная инспектирующая инстанция, отвечает за конфиденциальность

представленных ему сведений по всем нормам российского законодательства. Квалифицированные энергоаудиторские компании при заключении договора на проведение работ, включают в него условие (статью, раздел, параграф, самостоятельное приложение) о конфиденциальности, по которому далее проверяемое предприятие осуществляет допуск инспекторов в соответствии с собственной (действующей) разрешительной системой.

Второй шаг предпринимается в том случае, когда руководители проверяемого объекта (директор, главный инженер и главный энергетик) готовятся принять решение о проведении энергоаудита на предприятии (в промежутке между первой встречей с энергоаудиторами и датой следующего этапа переговоров). Тщательно определяют места в структуре управления и производства, в которых сосредоточена информация по ТЭР. Для чего это полезно проделать? Из практики энергоаудита и из тех же Правил, процитированных выше, следует, что нужная информация сосредоточена как в экономических службах предприятия (бухгалтерия, плановый отдел, торгово-закупочные службы), так и в производственной инфраструктуре (службы главного энергетика, главного механика, водоснабжения и водоотведения), а также и в основном производстве (ПТО, цеха и участки). Информация, нужная для энергоаудита высокого качества, не только сложна, сильно рассредоточена, но и достаточно объемна. Энергетический паспорт предприятия, который появляется (или корректируется) в итоге энергоаудита, подготавливаемый в соответствии с ГОСТ Р 51379-99, представляет собой в полном объеме 20 таблиц, содержащих словарно-цифровой массив данных. Простая оценка показывает, что заполненный паспорт минимально содержит массив из 1295 показателей со значащими цифрами. А из практики известно, что энергетический паспорт действующего производства средних размеров – это массив от 3,5 до 6 тысяч записей.

Внимательная работа по самооценке сосредоточения информации по обращению ТЭР на объекте позволит подготовить квалифицированное техническое задание на выполнение энергоаудита (его энергоаудитор еще до начала работ согласует в органе Госэнергонадзора), а также определить полномочия куратора (сопровождающего бригаду аудиторов и помогающего им) и закрепить их в приказе по предприятию, который целесообразно издавать при проведении энергоаудита. Приказ информирует всех, кто будет соприкасаться с энергоаудиторами на объекте, что снимет массу проблем, и аудиторы будут придерживаться запланированных сроков и качества



работ. Не секрет, что чиновники на производстве (специалисты, служащие, называйте как угодно), нередко сопротивляются всяким проверкам, как внутренним, так и внешним.

Работа не в кабинетах и конторах, а в котельных, подстанциях, водозаборах и в цехах, при проведении энергоаудита содержит важную специфику, на которую следует обратить внимание также до начала практических работ. Это, прежде всего, местный инструктаж энергоаудиторов по технике безопасности и распорядку, т.к. солидарна ответственность сторон. Это разумное и правильное оформление нарядов на опасные виды работ, связанные с проведением инструментальных измерений; проверка допусков как операторов-энергоаудиторов, так и приборов, которыми они намерены провести замеры. Как правило, действия в опасной зоне, за ограждениями, проводятся местным персоналом, и не только потому, что этого требуют ПТЭ и ПТБ. Например, аудиторы инструктируют местного оператора о свойствах своего прибора, которым будут проводиться измерения, обучают местного оператора. Сами выступают в роли наблюдающих и в данном качестве вписываются в наряд на работы. А по результатам работ совместно вносят записи в протокол измерения.

Чем тщательнее будут запланированы работы по энергоаудиту на изучаемом объекте, чем плотнее будет сотрудничество проверяемого и проверяющего на самых начальных этапах совместного проекта, тем полнее будет собрана первичная информация об итогах обследования и эффективней будет конечный результат. Надежней будут выявлены резервы в энергообеспечении и составят они не доли процента или проценты, а могут быть доведены до трети текущих затрат на ТЭР.

Почему целесообразно проводить энергоаудит, мы расскажем в следующей публикации.



В. Березниченко

ОБЗОР РЫНКА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Несмотря на введение новых норм по теплоизоляции (постановление №18-81 Минстроя РФ «О принятии изменения №3 строительных норм и правил СНиП 11-3-79 «Строительная теплотехника»), Россия по энергосбережению по сей день значительно отстает от стран Европы, переживших еще в 70-х годах настоящую революцию в сфере производства строительной изоляции.

Энергетический кризис, обрушившийся тогда на многие западные государства, помог понять, что выгоднее тратить средства на улучшение качества теплоизоляции зданий, чем на их отопление. Например, в соседней Финляндии с 1974 года здания стали строить с учетом новых теплотехнических норм. В результате к 1991 году потребление энергии в стране снизилось на 46%! Европейский опыт решения проблемы энергосбережения сегодня отчасти заимствован нашей страной. Появление на российском рынке зарубежных, а позже и отечественных теплоизоляционных материалов (ТИМ) нового поколения способствовало использованию в строительстве более прогрессивных технологий и эффективных ограждающих конструкций. А это, в свою очередь, положительно сказывается не только на тепло-сберегающих свойствах возводимых зданий, но и на их качестве и сроках эксплуатации. Так, применение ТИМ в строительстве позволяет снизить массу конструкций, уменьшить потребность в дру-

гих строительных материалах, увеличить полезную площадь за счет уменьшения толщины стен. Представители фирмы URSA, одного из европейских лидеров по производству ТИМ, приводят простое сравнение. Плита URSA толщиной 18 см по своим теплозащитным характеристикам соответствует стене из железобетона толщиной 4 м 20 см, кирпичной конструкции толщиной 2 м 10 см.

ПРИ ВСЕМ РАЗНООБРАЗИИ...

Номенклатура теплоизоляционных материалов разнообразна. Это – минеральная вата, пенополистирол, вермикулит, перлит, шунгузит, древесностружечные плиты, камышит, фибролит и т.д. Основной особенностью большинства ТИМ является их высокая пористость и, следовательно, малая средняя плотность и низкая теплопроводность. Несмотря на разнообразие теплоизоляционных материалов, около 80% всех применяемых в строительстве ТИМ составляют изделия из минеральной ваты. Ее основа – тонкие гибкие во-

локна, полученные при охлаждении предварительно раздробленного в капли и вытянутого в нити минерального расплава. Волокна минеральной ваты обычно имеют длину от 2 до 10 мм, их диаметр – не более 8 мк.

Как за рубежом, так и в родном отечестве есть ряд заводов по производству ТИМ из минеральной ваты. Чаще всего выпускаются теплоизоляционные плиты на основе фенольной смолы.

На территории города Колпино, что под Петербургом, действует один из старейших заводов на Северо-Западе России «Изотек». Сегодня ОАО «Изотек» выпускает около 70 000 куб. м в год различных теплоизоляционных изделий на базе габробазальтового волокна. В частности, здесь выпускаются плиты ППЖГС-175 для утепления нагружаемых поверхностей: крыш, полов, потолков, стеновых панелей. Такая плита при толщине 60 мм по теплопроводности заменит деревянную стену шириной 150 мм. Заводом также выпускаются плиты марки ПГ-125 для утепления ненагружаемых горизонтальных поверхностей и плиты П-125 размером 1000 x 500 x 60 мм для тех же целей. Из зарубежных производителей минераловатных изделий на петербургском рынке особенно известны фирмы ROCKWOOL (Дания), финские URSA, PAROK, ISOVER, PARTEK. На примере последней можно оценить разнообразие ассортимента финских производителей, знающих цену тепла.

Для изоляции металлических, кирпичных и бетонных частей зданий PARTEK предлагает строителям плиты IL, ILP. Они монтируются посредством запрессовывания между элементами конструкций. Для утепления стропильных и подпольных конструкций фирма рекомендует применять маты IM, IMP, A-IL, которые изготовлены специально для объектов, где пространство для размещения изоляции ограничено. Размеры плит по ширине 565–675 мм, длина – 1320 мм, толщина – от 30 до 230 мм. Эта же фирма выпускает ветрозащитные плиты TSL, IRL, VUL для стеновых и стропильных конструкций. Что касается остальных западных компаний, предлагающих ТИМ на отечественном рынке, то их изделия имеют относительно сходные по техническим характеристикам изделия.

Если же говорить о стоимости утеплителей на минераловатной основе, то, например, 1 куб. м продукции колпинской фирмы «ИЗОТЕК» колеблется от 20 до 40 у.е. Его западные конкуренты предлагают более широкий спектр изделий, но несколько дороже. Так, теплоизоляционные минераловатные маты PARTEK и ROCKWOOL площадью 5 кв. м обойдутся покупателю в 18–20 у.е., а полужесткие маты – 5–6 у.е. за кв. м при толщине 100 мм.

ВСПЕННЫЕ И ВСПУЧЕННЫЕ

После минераловатных материалов одним из наиболее популярных утеплителей следовало бы назвать пенобетон. Он относится к группе вспененных ТИМ. Из пенобетона формируют плиты, скорлупы и монолитную теплоизоляцию. В Петербурге подобную продукцию производит фирма «Изоляционный завод». Среди неорганических ТИМ в отдельную группу выделяются материалы, полученные путем вспучивания. Это *вермикулити перлит*. «Изотек» – не единственное предприятие в Колпино, выпускающее теплоизоляционные материалы. Там же ЗАО «Слюдяная фабрика» производит вспученный вермикулит, представляющий собой сыпучий пористый материал в виде чешуйчатых частиц серебристого и золотистого оттенков. Вермикулит обладает высокими теплоизоляционными качествами, огнестойкий, не подвержен гниению, препятствует развитию плесени. На его основе изготавливают теплоизоляционные маты, теплоизоляцию для полов и целый ряд других изделий. Еще один вид рассматриваемой группы – вспученный перлит. Материал получают путем вспучивания перлита, обсидана и других вулканических горных пород стекловидного строения. Обычно его используют как засыпной материал. На основе перлита также изготавливают растворные и бетонные смеси, из которых производят теплостойкие плиты и кирпич. В Петербурге вспученный перлит марки М-100 выпускает фирма «Стройдеталь» по цене 50 у.е. за кв. м.

ДВЕ СТОРОНЫ ОДНОЙ ПЛИТЫ

В особый вид неорганических ТИМ выделяют *пенопласты*. По структуре полимера их разделяют на две группы: термопластичные и терморезистивные. Наиболее известный ТИМ первой группы – полистирол, второй – пенополиуретан. Пенопласты обладают повышенной удельной прочностью, низкой плотностью, высокими теплоизоляционными качествами (пенополиуретан превосходит по этим свойствам минеральную и базальтовую ваты в 2 раза, газобетон – в 6, бетон в 40 раз), легко монтируются. Однако эти материалы обладают и рядом недостатков. Во-первых, полистирол при температуре выше 60 °С начинает плавиться. Более стойко ведет себя пенополиуретан, сохраняя свои качества при температуре от 100 до 160 °С. Во-вторых, в отличие от других ТИМ, пенопласты, хотя и не в большой мере, подвержены старению. В России немало производителей пенопласта. Тот же колпинский завод «Изотек», помимо минеральной ваты, выпускает и полистирол. Достаточно мощное производство полистирола налажено во Владимирской области предприятием «Эксстройпласт». Из зарубежных фирм на рынке особенно активно ведут себя DOW и KNAUF. У

фирмы KNAUF цены на полистирол колеблются от 25 до 125 у.е. в зависимости от плотности материала – чем выше удельная плотность, тем выше цена. Так, плиты М15 плотностью 9 кг на куб. м стоят около 25 у.е., а М50 плотностью 38 кг на куб. м – 125 у.е. Пенополиуретан может быть жестким и мягким (поролон). Итальянская фирма MAPPY, например, поставляет на российский рынок поролоновые прокладки и ленты, а также жесткий пенополиуретан в виде блоков и плит.

На основе полиуретана также производят теплоизолирующие герметики. В последнее время популярностью у строителей пользуется однокомпонентный герметик MACROFLEX, предназначенный для изоляции стыков в строительных конструкциях. Также на отечественном рынке хорошо известны аналогичные материалы под марками SHOU DAL и BOSTIK. Полиуретановые герметики хорошо пристаю к дереву, металлу, кирпичу, бетону. Поверхности не требуют предварительной обработки, что очень удобно. Полиуретан не гниет, не плесневеет, не впитывает влагу.

В ХОД ИДЕТ ВСЕ

Среди органических ТИМ наиболее распространены изделия, получаемые путем смешения древесной стружки и синтетических смол. Самый простой пример – ДСП (древесностружечная плита). Поскольку такие плиты бывают различной плотности, то их разделяют на тяжелые, полутяжелые и легкие. Утеплителями являются только легкие ДСП. Остальные применяются для конструктивно-отделочных работ. Древесностружечные плиты выпускает «Лодейнопольский ДОК», а также петербургская фирма «ДОЗ-2».

Ряд российских леспромпхозов производит достаточно эффективный теплоизоляционный материал *арболит* – легкий бетон на основе органических заполнителей. При изготовлении арболита идет в ход все подряд: древесные отходы, подсолнечная лузга, сечка камыша и многое другое. К достоинствам материала относятся стойкость к образованию грибков и трудногорючесть. Он пригоден для утепления стен, перегородок и покрытий любых зданий. Арболитовую теплоизоляцию производят предприятия «Метробетон» и «Доможировский леспромпхоз». Близок к арболиту – *фибrolит*. Изготавливается на основе древесной шерсти. Связующим веществом выступает *портландцемент*. Материал хорошо держит гвозди, пилится и сверлится. Его применяют в тех же случаях, что и арболит. Конструкция из теплоизоляционного фибrolита шириной 15 см по теплопроводности заменит стену в два кирпича. Существенный недостаток – склонность к «грибковым заболеваниям», поэтому в зданиях, где предполагается повышенная влажность, его не используют.

Среди зарубежных производителей ТИМ на основе древесины на рынке особенно заметна фирма RIVE (Финляндия). Материал «Райв» готовится из распущенных волокон хвойных пород в виде ленточного или блочного утеплителей. Первая разновидность утеплителя поставляется в виде трехслойной ленты толщиной 8–10 мм в рулонах по 20 м. Ширина ленты варьируется от 20 до 200 мм. Отдельно предлагается в виде оконного утеплителя в рулонах по 10 м шириной 30–40 мм. Блочный утеплитель представляет собой многослойные блоки размером 0,56 x 0,87 м, толщиной от 50 до 150 мм. Упаковывается в пакеты по 14 блоков в каждом. «Райв» выдерживает достаточно высокие температуры, а также не впитывает влагу. Поэтому его можно использовать при строительстве бань и саун. По заверению представителей фирмы, материал может использоваться в любых климатических условиях.

У ПРИРОДЫ СВОЯ ТЕХНОЛОГИЯ

Главная особенность большинства ТИМ, как уже отмечалось, высокая пористость. В мире существуют десятки технологий, благодаря которым искусственно «выращиваются» пористые материалы. Между тем один такой материал создан самой природой. Это – кора пробкового дуба, состоящая из мириадов воздушных пузырьков, плотно спрессованных и пропитанных природным пробковым веществом – суберином. Пробковый слой защищает растение от излишних испарений, механических воздействий и резких колебаний температуры.

Основной поставщик пробковых изделий в Россию – Португалия, в лице таких фирм, как IROCORK и WICANDERS. Именно в этой стране произрастает большая часть всех пробковых лесов. IROCORK, например, выпускает изоляцию из агломерированной пробки типа «Мультирок» и «Флексирок» толщиной от 2 до 10 мм в плитах или рулонах. Изделия применяются для внутренней тепло- и звукоизоляции стен и полов. Они же могут выполнять декоративную функцию, так как с внешней стороны пропитаны воском и не требуют дополнительной обработки. В строительных магазинах можно также встретить прессованную пробку «Минеролло» польского производства, предназначенную исключительно для технических целей.

У пробки, пожалуй, нет недостатков. Она практически не впитывает влагу, в отличие от многих ТИМ не стареет, не притягивает пыль. Единственное, в чем можно упрекнуть этот уникальный материал, – его дороговизна. Средняя цена технической пробки толщиной 2 мм составляет около 1,5 у.е.

В. Малафеев,
кандидат технических наук,
РАО «ЕЭС России»



ЧТО ПРОДАЕТСЯ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И КАК ПРАВИЛЬНО ЭТО ИЗМЕРИТЬ?

Несмотря на достаточно продолжительный период массового внедрения в практику теплоснабжения средств измерения тепловой энергии, не прекращаются споры специалистов, работающих в области теплоснабжения, приборостроения и метрологии, о том, как правильно измерять тепловую энергию, которая вырабатывается на ТЭЦ, в котельных и другими производителями тепловой энергии, а затем подается по тепловым сетям потребителям.

Споры идут о том, какие средства измерения (СИ) следует применять при коммерческих расчетах, какие требования должны предъявляться к СИ в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) и как обеспечить их метрологический контроль.

Специалисты в области приборостроения и метрологии должны решать задачи по измерению энергии на основании требований, которые определяют специалисты-технологи и специалисты в области экономики и финансов, а не наоборот. В то же время такое задание должно быть корректным с точки зрения создателей средств измерений и их метрологического обеспечения.

В этой связи необходимо дать четкие ответы на следующие вопросы:

– какой товар/товары продает энергоснабжающая организация потребителям тепловой энергии?

– как название указанного товара/товаров соотносится с названием физических величин, которые приведены в ГОСТ 8.417-81 «ГСИ. Единицы физических величин»?

– какие физические величины, используемые в технике теплоснабжения, необходимо измерять?

– с какой погрешностью должны быть измерены эти величины?

Кроме ответа на эти вопросы, в России весьма важно точно знать: надо ли учитывать при продаже тепловой энергии (а значит, и при ее измерении) то количество энергии, которое не связано со сжиганием топлива, а поступило в СЦТ из природных источников, например, с водой, используемой на ТЭЦ (в котельной) для восполнения утечек из системы и для нужд горячего водоснабжения? Такая постановка вопроса связана с тем, что более половины всех российских СЦТ работают по открытой схеме (с отбором воды из сети), а в крупных закрытых системах имеют место весьма ощутимые утечки и несанкционированный водоразбор.

На практике оказалось, что представители различных специальностей по-разному отвечают на эти вопросы, и как ни парадоксально это звучит, но решение о том, что нужно измерять в СЦТ, активно предлагают специалисты в области измерительной техники и метрологии исходя из уз-

копрофессионального понимания проблем измерения энергии.

Учитывая наличие существенных разногласий, необходимо коллективное осмысление поставленных вопросов, поиск компромисса, а в идеале – достижение общего согласия, без которого невозможно наладить нормальные взаимоотношения между энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии в СЦТ, а также взаимоотношений и тех, и других с контролирующими органами (Госстандартом России, Госэнергонадзором России и т. п.).

В законодательных и других нормативных документах (Гражданском кодексе РФ, законах РФ, постановлениях Правительства РФ), а также в нормативно-технических документах, таких, как Правила технической эксплуатации тепловых электростанций и сетей, Нормы технологического проектирования тепловых электростанций, различные СНиПы («Котельные установки», «Тепловые сети» и др.), которые регулируют хозяйственную деятельность в сфере теплоснабжения, используется только один термин – «тепловая энергия». Наряду с ним на практике широко используется термин «тепло», который считается эквивалентом термина «тепловая энергия». В то же время эти термины отсутствуют в нормативно-технических документах по технической термодинамике, на базе которой решаются все технические задачи в области теплоснабжения.

Нечеткость в определении и понимании физического смысла термина «тепловая энергия» при технико-экономических расчетах и решении других задач, связанных с продажей и коммерческими измерениями тепловой энергии, является причиной дискуссий, которые пока бесплодно ведут специалисты разного профиля (теплоснабжения, приборостроения, метрологии, экономики и права), что не способствует решению проблем, связанных с коммерческими измерениями. Поэтому для того чтобы правильно формулировать экономические и правовые обязательства, возникающие между энергоснабжающими организациями и потребителями в соответствии с требованиями Гражданского кодекса РФ и других нормативных правовых документов, необходимо четко сформулировать, что же следует понимать под терминами «тепловая энергия», «качество тепловой энергии» и «режим потребления тепловой энергии».

Энергия (тепловая, механическая, электрическая, химическая, ядерная, солнечная и др.) есть общая количественная мера различных форм движения материи (от греческого *energeia* – действие, деятельность). Энергия, как физическая величина, измеряется в Джоулях (Дж).

В России действует ГОСТ 8.417-81 «ГСИ. Единицы физических величин», который определяет перечень физических величин, используемых в различных областях деятельности, включая энергетику (теплоэнергетику). Указанный ГОСТ введен в действие с 19 марта 1981 года постановлением Государственного комитета СССР по стандартам и действует до настоящего времени.

В этом ГОСТе приведены следующие физические величины: «энергия», «работа», «теплота» (количество теплоты), но отсутствуют такие, как «тепловая энергия», «электрическая энергия», «механическая энергия» и т. п., которые являются частными по отношению к общей для них физической величине под названием «энергия».

Несмотря на отсутствие четко зафиксированных в нормативных документах общей и частных формулировок физических величин, охватываемых общим термином «энергия», при измерении электрической энергии, проблем, связанных с неоднозначностью понимания термина «электрическая энергия», не возникало. Но этого нельзя сказать о тепловой энергии. Постоянно возникает вопрос, какие физические величины следует использовать для обозначения товаров, продаваемых энергоснабжающими организациями (предприятиями) своим потребителям, и что соответственно следует измерять в СЦТ.

Для ответа на поставленные вопросы придется обратиться не только к нормативным документам, но и к учебной и научной литературе по физике, теплотехнике и термодинамике.

В качестве нормативного документа в России необходимо использовать ГОСТ 8.417-81 «ГСИ. Единицы физических величин». Кроме того, Комитет научно-технической терминологии Академии наук СССР в 1984 году выпустил «Сборник определений. Термодинамика. Основные понятия. Терминология. Буквенные обозначения величин» (М.: Наука, 1984. Вып. 103), который наиболее квалифицированно и полно дает формулировки вышеназванных терминов.

Анализируя эти формулировки, можно сделать вывод, что «тепловая энергия» и «теплота» – не одно и то же. Так, в сборнике определений АН СССР термин «источник теплоты» понимается как *«термодинамическая система, способная отдавать или воспринимать теплоту и характеризующаяся определенной неизменной температурой»*. Это означает, что источником теплоты может быть в том числе и окружающая среда (атмосфера, реки, моря, водоемы).

Нетрудно заметить, что термин «источник тепловой энергии», используемый специалистами в области централизованного теплоснабжения, – это нечто другое, а именно: котельные установки, которые преобразуют химическую энергию

топлива в потенциальную энергию пара и/или горячей воды; теплофикационные установки тепловых электростанций (ТЭЦ), а также другие технологические установки, в которых в процессе работы образуются избыточные потоки тепловой энергии, пригодной для удовлетворения технологических и/или бытовых нужд потребителей тепловой энергии.

Теплота – вид энергии, передаваемой в форме неорганизованного хаотического движения молекул рабочего тела, и является количественной энергетической характеристикой процесса передачи энергии от одной термодинамической системы (тела) другой или в окружающую среду. В сборнике определений АН СССР термин «теплота» определяется как *«энергия, передаваемая более нагретым телом менее нагретому, не связанная с переносом вещества и совершением работы»*. Из этой формулировки следует, что мерой тепловой энергии может служить теплота (количество теплоты).

В случае, когда передача энергии осуществляется в организованной форме, речь идет о работе. В сборнике определений АН СССР дана следующая формулировка этого вида энергии: *«работа – энергия, передаваемая одним телом другому, не связанная с переносом теплоты и/или вещества»*.

Попутно следует отметить, что работа может быть полностью преобразована в теплоту, но полностью преобразовать теплоту (энергию в неорганизованной форме) в работу (энергию в организованной форме) нельзя: действует запрет, накладываемый вторым законом термодинамики.

Опыт применения в России термина «теплота» в СЦТ показал, что использование одного этого термина в теплоснабжении в коммерческих целях недостаточно. Так, если на границе передачи энергии отсутствует пограничная поверхность (теплообменный аппарат) и/или рабочее тело отбирается из системы, измерить количество теплоты крайне сложно, а нередко и невозможно.

Поэтому если учесть, что в подавляющем большинстве российских СЦТ (в отличие от зарубежных) на границе передачи энергии отсутствуют теплообменные аппараты (потребители присоединяются к тепловой сети по так называемой зависимой схеме), а в каждой второй системе теплоноситель отбирается из тепловой сети (открытая схема теплоснабжения), весьма полезно рассмотреть и другие физические величины, которые также могут служить мерой (количественной характеристикой) тепловой энергии, передаваемой и используемой в СЦТ. К таким физическим величинам, приведенным в ГОСТ 8.417-81 и в сборнике определений АН СССР, можно отнести *«термодинамические потенциалы»* и, наиболее

часто используемые из них, «внутренняя энергия» и «энтальпия».

Внутренняя энергия – это энергия хаотического движения молекул и атомов, включающая энергию поступательного, вращательного и колебательного движений (как молекулярного, так и внутримолекулярного), а также потенциальную энергию сил взаимодействия между молекулами.

Согласно сборнику определений АН СССР внутренняя энергия – это функция состояния закрытой термодинамической системы, определяемая тем, что ее приращение в любом процессе, проходящем в этой системе, равно сумме теплоты, сообщенной системе, и работы, совершенной над ней, а энтальпия – функция состояния термодинамической системы, равная сумме ее внутренней энергии и произведения давления на объем системы (потенциальной энергии источника внешнего давления).

В отличие от теплоты и работы энтальпия (как и внутренняя энергия) является термодинамическим потенциалом или функцией состояния и определяется произведением массы рабочего тела (теплоносителя) на удельную (отнесенную к единице массы) энтальпию. А поскольку энтальпия является потенциалом, то она должна отсчитываться от какого-либо заданного термодинамического уровня, который, в свою очередь, характеризуется определенной температурой.

В технической термодинамике, температурой, которая принимается за точку отсчета, принято считать 0 °С.

Для определения (измерения) энтальпии достаточно измерить массу, температуру и давление теплоносителя. Это легко сделать на любом трубопроводе, транспортирующем пар или горячую воду, например, в подающем и обратном трубопроводах на источнике тепла, на границе магистральных и распределительных тепловых сетей, на ЦТП, на тепловых вводах потребителей, т. е. в любой точке СЦТ, где происходит передача (купля-продажа) тепловой энергии.

Этот экскурс в теорию был необходим для правильного понимания вопросов, связанных с коммерческими взаимоотношениями энергоснабжающих предприятий и потребителей тепловой энергии и с ее измерениями.

В случае, когда в качестве товара в СЦТ будет использоваться такая физическая величина, как теплота, которая является функцией процесса передачи энергии (а не функцией состояния системы), возникают проблемы как технического, так и коммерческого (правового и финансового) порядка. Выше отмечалось, что теплота может быть измерена только при наличии на границе передачи энергии теплообменных аппаратов и при условии, что масса теплоносителя, от-

дающего(принимającego) энергию, остается постоянной и теплоноситель не отбирается из системы. Другими словами, на коммерческих сечениях СЦТ должны устанавливаться весьма дорогие теплообменные аппараты.

В большинстве российских СЦТ на коммерческих сечениях теплообменные аппараты отсутствуют, а теплоноситель отбирается из тепловой сети, меняя своего собственника. Поэтому значительно проще и понятнее и для продавца, и для покупателя использовать в качестве меры тепловой энергии не теплоту, а термодинамический потенциал теплоносителя в форме энтальпии, которая легко определяется на основании прямых измерений температуры, давления и расхода (массы) теплоносителя в коммерческих сечениях тепловых сетей.

Разность энтальпий теплоносителя в подающих и в обратных трубопроводах количественно будет равна тепловой энергии, отданной источником тепла в тепловую сеть и/или принятой потребителем.

В случае отбора теплоносителя из СЦТ, т.е. при неравенстве масс теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, разность энтальпий в этих трубопроводах будет включать и энтальпию теплоносителя, не возвращенного в СЦТ. Причем эта энтальпия будет отсчитана, как указывалось выше, от 0 °С.

От того, как энергоснабжающая организация и потребитель решат вопрос об измерении тепловой энергии (в виде теплоты или в виде энтальпии теплоносителя), во многом будут зависеть схемы тепловых вводов, схемы измерительных систем и типы средств измерения, условия договора теплоснабжения и др. Так, в случае измерения теплоты, помимо теплообменных аппаратов на тепловых вводах, необходимо устанавливать как минимум два счетчика: один – счетчик тепловой энергии в контуре теплообменного аппарата, являющегося передающей поверхностью, а второй – счетчик горячей воды на трубопроводе подпитки потребительского контура, т.к. измерение количества теплоты, передаваемой с сетевой (горячей) водой, которая не возвращается на источник, практически невозможно. То же можно сказать об измерении количества теплоты у потребителя, питающегося по одному паропроводу или трубопроводу горячего водоснабжения.

Это объясняется тем, что неизвестна разность (перепад) температур теплоносителя, который не был возвращен на источник тепла, и неизвестно, до какой температуры будет охлажден теплоноситель у потребителя.

Предложение о том, что для решения указанной проблемы можно пользоваться данными по нагреву воды, используемой на источнике тепло-

вой энергии для восполнения утечек и/или водоразбора из системы, в общем случае некорректно. Например, как поступать в тех случаях, когда в системе теплоснабжения работает несколько источников тепловой энергии и каждый источник восполняет утечки и водоразбор из тепловой сети, используя холодную воду из разных систем водоснабжения?

В то же время отказ от измерения теплоты дает возможность перейти на более простые принципы построения тарифов на тепловую энергию в СЦТ, а именно: в качестве товара может использоваться сам теплоноситель, а его термодинамические параметры будут определять энергетическую ценность товара. Это вполне оправдано, т.к. именно термодинамические параметры характеризуют состояние термодинамической системы.

В рассмотренном случае регулирующие органы (РЭК или ФЭК) будут устанавливать уровень тарифов на теплоносители в зависимости от того, какие затраты понесла энергоснабжающая организация – производитель тепловой энергии – для подготовки теплоносителей с заданными термодинамическими параметрами.

Отметим также, что термодинамические параметры теплоносителей могут служить характеристикой «качества тепловой энергии».

Аналогом такого подхода к тарификации энергоресурсов могут быть системы газоснабжения и сети бензоколонок, которые продают своим потребителям газ (тыс. м³) и бензин (литр или тонна). При этом цена устанавливается в зависимости от энергетической ценности энергоносителей.

С коммерческой точки зрения, тепловая энергия (как и электрическая) – это товар, и поэтому измерение тепловой энергии должно осуществляться строго в соответствии с законом РФ «Об обеспечении единства измерений», т.е. с учетом всех процедур, предусмотренных законом, включая разработку и утверждение в органах Госстандарта России методик выполнения измерений.

Там, где система теплоснабжения на 100% закрытая, т.е. где массы теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах равны, можно измерять количество теплоты. Но там, где это условие не соблюдается, проще и корректнее измерять энтальпию и массы теплоносителей.

Здесь следует отметить, что энергоснабжающую организацию по большому счету не интересует, какие процессы происходят в системах теплоснабжения с изменением термодинамических и массовых характеристик теплоносителя. Интерес представляет только разность энтальпий и разность масс теплоносителя на входе и выходе системы теплоснабжения на границе передачи (продажи) энергии и теплоносителей.

Используя энтальпию во взаиморасчетах между энергоснабжающей организацией и потребителями (а значит, и при измерении тепловой энергии), теплотребляющие системы и установки можно рассматривать как «черный ящик», в который вошел подающий трубопровод и вышел – обратный. При этом для энергоснабжающей организации не важно, какие теплообменные аппараты используют потребители в своих тепलोиспользующих установках. Важно, чтобы они (потребители) не нарушали договорные режимы теплотребления.

Особенностью экономических (коммерческих) взаимоотношений между энергоснабжающими организациями и потребителями является то, что тепловая энергия (как и электрическая) проявляет себя как особый товар со специфическими свойствами, потому что в отличие от других видов товаров тепловая энергия не может быть складирована, запасена впрок в объемах, достаточных для коммерческих целей используется практически в момент его производства (если не учитывать время, необходимое на передачу теплоносителя от источника до потребителей).

Указанные свойства тепловой энергии, как товара, отражены в Гражданском кодексе РФ, который требует, чтобы в договоре теплоснабжения обязательно были указаны, кроме количества тепловой энергии ее качество, а также режимы потребления. Причем последние должны измеряться так же, как и количество энергии.

В отличие от качества электрической энергии, которое указано в соответствующем ГОСТе, качество тепловой энергии никак не определено, не формализовано. Более того, как показали исследования (проведенные в Западном филиале ВТИ, в Белоруссии, в Минске), создать ГОСТ на качество тепловой энергии невозможно: слишком разнообразны условия подачи тепловой энергии многочисленным потребителям и слишком различаются требования потребителей к термодинамическим параметрам теплоносителей и к режимам их подачи потребителям.

Учитывая это, устанавливать требования к качеству тепловой энергии следует индивидуально с каждым потребителем при заключении договора теплоснабжения.

Критериями (показателями) качества тепловой энергии могут быть термодинамические параметры теплоносителя (температура и давление), о чем было сказано выше.

Для водяных систем теплоснабжения предлагается дополнительно указывать также минимальный перепад (разность) давлений сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах на границе купли-продажи тепловой энергии и теплоносителей, потому что располагаемый перепад давле-

ний определяет возможности потребителя прокачивать через свои системы теплотребления требуемое ему количество теплоносителя без установки (или с установкой) насосов.

Выше отмечалось, что в СЦТ, помимо тепловой энергии, товаром является и теплоноситель, т.е. рабочее тело (горячая вода, пар, конденсат), с помощью которого осуществляется передача энергии. Поэтому измерению подлежит и разность расходов (масс) теплоносителя, поданного и возвращенного в тепловую сеть или непосредственно на источник тепловой энергии.

Это весьма важно, потому что в России каждая вторая система теплоснабжения работает по открытой схеме с отбором сетевой воды из СЦТ для нужд горячего водоснабжения, но в закрытых системах сетевая вода зачастую не возвращается в тепловую сеть в полном объеме.

При разработке тарифных систем, а также при измерении и учете тепловой энергии это обстоятельство до последнего времени считалось несущественным и обычно не учитывалось. В новых экономических условиях вопросы измерения расходов (масс) теплоносителей и особенно разности масс теплоносителей, подаваемых и возвращаемых в тепловую сеть, требуют такого же внимания, как и другие проблемы, связанные с продажей тепловой энергии. Сетевая вода и конденсат являются такими же товарами, как и тепловая энергия, и поэтому должны соответствующим образом оплачиваться потребителями.

Одним из сложных вопросов, который постоянно дискутируется специалистами в области техники теплоснабжения, измерительной техники и реже экономистами, является вопрос о необходимости учета или неучета тепловой энергии, содержащейся в воде, которая используется для восполнения потерь и/или для горячего водоснабжения.

Исторически сложилось так, что при подготовке отчетов по форме 6 ТП для Госкомстата бывшего СССР, а сегодня Госкомстата России, количество тепловой энергии, отпускаемой от источников внешним потребителям, определялось по количеству энергии топлива, которое было сожжено в топках котлов ТЭЦ и котельных.

Для этого количество тепловой энергии, которое содержится в воде, расходуемой на подпитку систем теплоснабжения, вычиталось из общего объема выработки тепловой энергии. Соответственно, эта энергия учитывалась (вычиталась) и при определении количества тепловой энергии, полученной потребителями.

В результате измерение количества тепловой энергии, полученной потребителями из СЦТ с отбором теплоносителя, стало практически не решаемой проблемой, потому что метрологически

>> *Продолжение. Начало на с. 51*

Несколько котлов хорошо работают на общий коллектор. Компактная, мобильная, бесшумная, экологически чистая, полностью автономная электропароустановка – идеальный вариант для производства в тех отраслях промышленности, где нужен качественный технологический пар в небольших количествах (медицинская, пищевая промышленность, сельскохозяйственное производство).

Электрокотлы широко применяются на предприятиях мясомолочного профиля; при переработке овощей и фруктов котлы ЭПК применяются для обогрева автоклавов. Также электропарогенераторы находят применение в таких производствах, как деревообработка, сушка древесины, мебельное производство, бумажные комбинаты, фанероспичечные фабрики.

«Строительство и недвижимость»

В Свердловской области будут устанавливаться мини-ТЭЦ, работающие на отходах производства

Как сообщает Департамент информационной политики губернатора Свердловской области, лесные делянки, предприятия деревообрабатывающей промышленности, воинские части, вахтовые поселки, находящиеся вдали от магистральных сетей в Свердловской области, будут оснащены газогенераторными мини-ТЭЦ, работающими на отходах производства.

Продолжение на с. 72 >>

корректное измерение на тепловых вводах потребителей температуры так называемой холодной воды, которая используется для подпитки системы теплоснабжения, очень дорого или невозможно.

Кроме этого, положение о том, чтобы не учитывалась тепловая энергия, полученная из окружающей среды либо за счет вторичных энергоресурсов, создало условия для незаинтересованности предприятий в вовлечении в тепловой баланс энергоресурсы от источников сброного тепла промышленности.

В новых экономических (рыночных) условиях деление тепловой энергии на топливную и бестопливную явно нецелесообразно. Поэтому в последнее время все чаще обсуждается вопрос о том, чтобы вода, поступающая на источник тепла для возмещения утечек и водоразбора, является таким же сырьем, как топливо, химреагенты и другие материалы, которые используются для производства тепловой энергии и теплоносителей.

При такой постановке вопроса на ТЭЦ и в котельных следует учитывать полностью тепловую энергию как топливную, так и бестопливную, приняв температуру холодной воды, равной 0°C, как и при определении энтальпии теплоносителя.

Учитывая, что затраты источника тепловой энергии не зависят от способа учета тепловой энергии (эти затраты останутся неизменными), при суммировании топливной и бестопливной энергии стоимость единицы тепловой энергии (тариф) будет ниже тарифа, в котором учтена только топливная энергия. Указанное снижение тарифа будет строго пропорционально увеличению объемов продаваемой энергии. Это означает, что потребитель и при новой системе измерений будет платить энергоснабжающей организа-

ции ровно столько, сколько он платил прежде, но при этом снизятся затраты на измерение тепловой энергии и, как следствие, снизятся тарифы для рядовых потребителей, у которых эти затраты весьма ощутимы.

При переходе к рыночным методам формирования энерготарифов производство (генерация) тепловой и электрической энергии будет отнесено к конкурентным (нерегулируемым) видам деятельности, поэтому тарифы (цены) на тепловую энергию на коллекторах источников энергии будут определяться рыночными механизмами.

В результате проблема, связанная с измерением и учетом температуры «холодной» воды, станет неактуальной и потеряет смысл.

Из этого можно сделать вывод о целесообразности уже сегодня отказаться от измерения и учета температуры холодной воды, приняв ее равной 0°C.

В заключение следует сказать, что одним из основных критериев целесообразности усложнения измерительных систем и средств измерений с целью повышения точности и справедливости измерений тепловой энергии и теплоносителей (например за счет вычитания бестопливной энергии) является снижение размера финансового счета, предъявляемого потребителю, т. к. в любом случае именно потребитель оплачивает через тариф затраты на измерение независимо от того, кто их несет: потребитель, энергоснабжающая организация, сбытовая организация или компания – посредник между продавцом и покупателем энергии.

Можно очень точно (но дорого!) измерить количество отпущаемой и потребляемой энергии и теплоносителей, затратив при этом денег больше, чем их будет сэкономлено за счет повышения точности измерений.

**П. Мельников,
руководитель проекта
АСКУЭ**



НОВЫЕ ТАРИФЫ ДЛЯ МТС

ОАО «Мобильные телесистемы» является ведущим предприятием в России и республиках СНГ по оказанию услуг мобильной связи. С целью минимизации энергозатрат и в перспективе вывода предприятия на ФОРЭМ руководство компании приняло решение о создании на своих объектах современных систем АСКУЭ, которые на первом этапе используются как системы технического учета и контроля качества электроснабжения. С апреля 2003 г. на ряде крупных объектов МТС в Москве установлены микропроцессорные счетчики, а в офисе службы главного энергетика – АРМ с системой АСКУЭ Альфа ЦЕНТР. В данной статье рассказывается о начальном этапе создании системы АСКУЭ в ОАО «МТС».

В настоящее время руководство ОАО «МТС» уделяет значительное внимание проблемам сокращения затрат, в том числе на энергопотребление на своих предприятиях. Одной из первых задач при этом является их перевод на многотарифную систему учета. При равномерном графике нагрузки, который имеется на объектах с технологическим оборудованием, это позволит получить существенную экономию по оплате за электроэнергию. Так как одним из требований «Мосэнерго» при переводе на многотарифный учет, а в перспективе выхода на ФОРЭМ, является наличие сертифицированной и созданной по соответствующим требованиям системы АСКУЭ, в ОАО «МТС» была внедрена современная система АСКУЭ Альфа ЦЕНТР, созданная на базе оборудования компании «Эльстер Метроника». Первый пилотный этап проекта был реализован в довольно сложных условиях, которые не допускали отключений электроэнергии, требовали многочисленных согласований. Тем не менее опытная эксплуатация показала серьезные перспективы внедрения данной системы по всем объектам предприятия.

Цели создания и функции системы АСКУЭ

Система АСКУЭ ОАО «МТС» предназначена для получения точной, достоверной и полной информации об электроэнергии и мощности, потребляемой предприятием и его субабонентами.

Совместной командой специалистов ОАО «МТС», ООО «Атлант-СМ» при поддержке «Эльстер Метроника» были определены следующие цели создания системы АСКУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- оперативный контроль параметров электроэнергии и повышение надежности работы энергетических объектов;
- составление четкой картины потребления электроэнергии пофазно по каждому объекту, с целью обеспечения равномерной загрузки фаз;
- повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию;
- обеспечение точной, привязанной к единому времени, информацией о потребленной электроэнергии и мощности для расчетов по многоставочным дифференцированным тарифам на оптовом рынке электроэнергии.

При построении системы АСКУЭ ОАО «МТС» были использованы основные достоинства и преимущества системы Альфа ЦЕНТР:

- измерения на базе цифровых методов;
- цифровые интерфейсы передачи измеренных параметров;
- глубокое архивирование основных измерений в счетчике;
- контроль достоверности и полноты данных на всех уровнях системы;
- диагностика работоспособности системы;
- иерархическое построение системы;
- защита информации на всех системных уровнях;

– использование проверенных и стандартных компонентов системы и инструментальных средств.

Основными функциями системы являются следующие.

- Измерение энергии по заданным тарифам на заданном интервале времени.
- Измерение мгновенных мощностей, токов, напряжений и углов с трехминутным интервалом опроса.
- Поиск максимальных мощностей за сутки и по тарифным зонам.
- Ведение архивов заданной структуры.
- Формирование и печать отчетных документов.
- Поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронных измерений.
- Защита измерительной информации и метрологических характеристик системы от несанкционированного доступа и изменения.
- Контроль работоспособности и конфигурирование системы.

Организация учета электроэнергии и структура АСКУЭ

На первом пробном этапе были задействованы четыре активнореактивные точки коммерческого учета.

В состав системы входят:

- счетчики ЕвроАЛЬФА;
- автоматизированное рабочее место (АРМ) энергетика с программным пакетом АСКУЭ Альфа ЦЕНТР SE (однопользовательская версия);
- коммуникационное оборудование.

Система имеет двухуровневую структуру. Нижний уровень – уровень объектов. Здесь установлены счетчики электроэнергии, которые являются первичными средствами учета, а также шкафы связи АСКУЭ для передачи информации на верхний уровень – АРМ энергетика.

Верхний уровень АРМ диспетчера с программой Альфа ЦЕНТР подключен непосредственно к компьютерной сети и представляет собой персональный компьютер, работающий круглосуточно.

Данная конфигурация предоставила возможность контролировать режимы работы объектов с 10 счетчиками практически в реальном времени, с трехминутным интервалом опроса и отображения параметров качества электроэнергии в точках контроля. К сожалению, дальнейшее увеличение точек контроля приведет к увеличению интервала их опроса или потребует создания промежуточного уровня с устройствами сбора и хранения информации, так как основное время опроса затрачивается на вычисление счетчиком запрашиваемого параметра и не может быть сокращено.

Однако служба главного энергетика ОАО «МТС» делает акцент на возможности использования установленной системы в качестве системы технического контроля и диспетчеризации. Для оперативного конт-

роля за параметрами качества используется дополнительный модуль к программе Альфа ЦЕНТР – «Мониторинг». Следует отметить помощь разработчиков программного обеспечения «Эльстер Метроника», которые по нашей просьбе дополнили модуль «Мониторинг» некоторыми сервисными возможностями, в частности, появились журнал аварийных событий и журнал с информацией о пропадании питания, в которых указывается аварийный фидер, а также дата и время аварии. Для такого функционирования модуль `dnkftm` должен быть постоянно в работе. В то же время имеется возможность использовать модуль также и для отображения архивных данных с целью анализа той или иной ситуации. Одновременно совместно с компанией «ИКОС» ведутся технические изыскания по возможности более полного использования каналов связи и установленного на объектах оборудования для получения полноценной системы диспетчеризации и аварийной сигнализации состояния объектов в реальном времени.

Итоги и результаты 1-го этапа

Опытная эксплуатация системы дала ряд интересных результатов.

- Подтверждена возможность использования корпоративной компьютерной сети Ethernet на базе TCP/IP в качестве транспортно-информационной среды.
- Надежность системы связи АСКУЭ определяется надежностью корпоративной сети.
- Программа Альфа ЦЕНТР была установлена на системе Windows XP (разработчиками рекомендуется Windows NT); никаких проблем с установкой программы и ее работой замечено не было.
- Время опроса каждого из счетчиков с измерением наиболее важных параметров качества электроэнергии составляет не менее 15 секунд.
- Время опроса счетчиков большей частью затрачивается на измерение и вычисление параметров качества электроэнергии (в основном токов и напряжений), а считывание коммерческих параметров из памяти вместе со временем обращения к счетчику составляет не более двух секунд.
- Система позволила произвести анализ нагрузок на объектах с целью их оптимизации и обнаружить ряд дефектов в монтаже вводно-распределительных устройств.
- Система позволила точно фиксировать сбои в энергоснабжении объектов и нарушения в качестве электроснабжения.
- Система позволила доказать ее эффективность и быстрое время окупаемости на объектах с базовой нагрузкой при переходе на многотарифную систему учета.
- Данная концепция построения системы закладывает резервы для расширения ее пользовательских свойств в сторону получения дополнительных сервисных диспетчерских функций.



ТРЕНИРУЮЩИЕ СИСТЕМЫ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА – В ПРАКТИКУ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Анализ причин аварийности энергетического оборудования как в большой энергетике (тепловые и атомные электростанции, электрические сети и системы), так и в малой (котельные разного уровня, коммунальные тепловые сети, насосные станции, система обслуживания неэнергетических технологий) показывает, что львиная доля аварий происходит по вине персонала. Особенно это характерно для регионов, где по разным причинам к эксплуатации энергетического оборудования привлекаются люди, плохо подготовленные к специфике обслуживания именно такого оборудования, не сталкивавшиеся в жизни с подобными задачами. Понятно, что если такой оператор попадает в условия нештатной, аварийной ситуации, его реакции оказываются зачастую неверными. Это приводит к усугублению аварийной ситуации и выходу из строя оборудования. Вот почему задача профессиональной

подготовки персонала всегда рассматривалась как одна из наиболее важных.

Персонал можно подготовить разными методами. Раньше новичка прикрепляли к наиболее опытному оператору, и его обучение правильным эксплуатационным приемам сводилось к копированию действий своего наставника. Все было прекрасно, пока не происходила аварийная ситуация, и вот здесь, в силу многих, в том числе и психологических причин, принцип «Делай как я!», не всегда мог быть реализован. Попытки наставника имитировать как-то нештатную ситуацию в целях обучения часто могли привести к пагубным последствиям для оборудования. В результате польза от такого рода обучения была минимальной. В течение последних нескольких лет для обучения персонала большой энергетики используют технические средства обучения, и в первую очередь тренирующие системы по

разным видам оборудования.

С развитием компьютерных технологий в большой энергетике получили распространение как комплексные тренажеры оборудования, так и автоматизированные обучающие системы по отдельным узлам сложных энергообъектов, таким, как котел, турбина, вспомогательное оборудование. Что это за тренирующие системы?

Комплексный тренажер (КТ) представляет собой копию щита управления энергетическим объектом, например, котлом, турбиной или энергоблоком. В зависимости от исполнения КТ может быть либо полномасштабным, воспроизводящим в натуре щиты управления объектом, либо компьютерным, воспроизводящим то же самое на дисплее компьютера. Принципиально эти два вида тренажеров не отличаются друг от друга, просто с помощью полномасштабного КТ можно получить не только понятийные навыки управления оборудованием, но и

>> **Окончание. Начало на с. 72**

В ближайшее время установка мини-ТЭЦ «ГАЗГЕНэнерго АИ» производства ЗАО «Энергоресурс» мощностью 100 Кв намечена в учебно-опытном лесхозе Уральского государственного лесотехнического университета, расположенном в поселке Северка.

Для реализации проекта создана рабочая группа в составе представителей Министерства промышленности, энергетики и науки Свердловской области, ЗАО «Энергоресурс» и университета. Для работы мини-ТЭЦ планируется использовать дрова, торф, уголь, отходы древесного производства.

Резервное топливо – нефтепродукты. В зависимости от силовой установки проектная мощность энергоблоков может варьироваться от 50 до 300 киловатт. Тепловую энергию от системы охлаждения намечено использовать для отопления жилых и производственных помещений.

Этот регион располагает значительными объемами сырья для газогенераторов, а себестоимость электроэнергии, вырабатываемой многотопливными мини-ТЭЦ, составляет от 8 до 20 копеек за кВт. Как считают специалисты, пилотная установка мини-ТЭЦ в поселке Северка позволит отстроить ее рабочие режимы на различных видах древесных отходов, разработать технологию подготовки биотоплива.

ИА «INFOLine»

моторные, поскольку все органы управления и измерительные приборы, присутствующие на полномасштабном КТ, являются точной копией реальных, в то время как управление компьютерным КТ осуществляется с помощью электронного манипулятора – «мышь», и по этой причине более абстрактно, чем в первом случае, отражает действия обучаемого по управлению объектом.

Итак, на КТ отражены все органы управления и все параметры, контролирующиеся в процессе эксплуатации. При воздействии на органы управления параметры изменяются так, как они изменились бы на реальном оборудовании при воздействии на те же органы управления. В этом заключается принципиальное преимущество обучения на тренажере – имитируемое оборудование можно поставить в любую нештатную ситуацию и обучать персонал правильным действиям по выходу из нее, не подвергая опасности реальное оборудование. Достигается эта адекватность реакций тренажера и реального оборудования на любое возмущение построением и использованием логико-динамической математической модели, которая разрабатывается для любого вида оборудования.

Автоматизированная обучающая система (АОС) представляет собой соединение тренирующей программы с инструктивными материалами по энергообъекту, закладываемыми в АОС. С их помощью обучаемый может ознакомиться с особенностями конструкции оборудования и с безопасными методами его эксплуатации. Эффективность использования АОС для обучения новичков, пришедших на производство из других сфер деятельности, трудно переоценить. Вот новичок приступает к обучению. Самостоятельно, без участия инструктора, с помощью элементарного руководства по пользованию компьютером (манипуляции кнопками клавиатуры и «мышью») он входит в программу и знакомится с теоретической ча-

стью: изучает конструкцию оборудования, инструкцию по его обслуживанию, затем подвергается проверке с помощью контрольных вопросов. В случае положительного результата этого этапа, обучаемый переходит к тренажеру. На дисплее появляется технологическая схема с органами управления и параметрами, которые изменяются в соответствии с действиями обучаемого. При этом он может воздействовать на какие угодно органы управления – модель отразит эти действия в изменении параметров. Все действия обучаемого фиксируются и, если они приводят к срабатыванию защит, блокировок, сигнализации, предусмотренных на реальном оборудовании, это также будет учтено и оценено. В результате нескольких занятий по различным заданиям, которые дает инструктор, обучаемый значительно повышает свою квалификацию. Эти занятия эффективны не только для новичков, но и для поддержания высокой квалификации уже опытных специалистов. Обучаемый может быть поставлен в любую аварийную ситуацию, которую задает инструктор. Список аварийных ситуаций разработчик тренажера согласовывает с заказчиком.

Описанные выше технические средства уже внедрены и внедряются на предприятиях большой энергетики. Они показали свою эффективность и широко используются в качестве инструмента на конкурсах профмастерства оперативного персонала ТЭС и АЭС. Применение тренажеров для подготовки оперативного персонала в системе «Мосэнерго» за последние двадцать лет привело к снижению аварийности оборудования по вине персонала в десять раз. Насколько нам известно, на предприятиях малой энергетики технические средства тренажерной подготовки пока еще не нашли широкого применения. Однако совершенно очевидно, что необходимость в их использовании ничуть не меньше, чем в большой энергетике.



ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЗАЩИТЫ ОТ ЭЛЕКТРОПОРАЖЕНИЯ

Все существующие защитные меры по принципу их выполнения можно разделить на три основные группы:

- обеспечение недоступности для человека токоведущих частей электрооборудования;
- снижение возможного значения тока через тело человека до безопасного значения;
- ограничение времени воздействия электрического тока на организм человека.

Поражение человека происходит при совпадении двух факторов $P(A)$ и $P(B)$, где: $P(A)$ – вероятность того, что при прикосновении к электроустановке человек попадет под электрическое напряжение; $P(B)$ – вероятность того, что количество электричества (т.е. ток и длительность его протекания), проходящее через тело человека, превысит допустимое значение.

Фактор $P(B)$ зависит от фактора $P(A)$, поэтому вероятность поражения электрическим током Ph определяется выражением:

$$Ph = P(B/A) P(A);$$

$P(A)$, в свою очередь, можно определить как:

$$P(A) = P(C) P(D),$$

где $P(C)$ – вероятность прикосновения человека к проводящим частям электроустановки; $P(D)$ – вероятность появления на проводящих частях электроустановки напряжения.

Таким образом, вероятность поражения определяется выражением:

$$Ph = P(C) P(D) P(B/A).$$

Защитные меры в зависимости от того, на какой из трех сомножителей выражения, определяющего вероятность по-

ражения Ph , они влияют (уменьшают), делятся на следующие.

- Организационные меры защиты (для квалифицированного персонала), определяющие $P(C)$:
 - назначение лиц, ответственных за безопасное проведение работ;
 - оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
 - выдача разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск.
- Подготовка рабочих мест и допуск.
- Надзор во время работы.
- Оформление переводов на новое рабочее место.
- Оформление перерывов и окончания работ.
- Организационно-техни-

«ЕвроСибЭнерго» реализует программы энергосбережения крупнейших российских компаний

Компания «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг» (дочерняя компания «ЕвроСибЭнерго») завершила очередной этап проекта по модернизации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУ ОАО «Иркутскэнерго».

Целью внедрения АИИС КУ является обеспечение точной, достоверной и легитимной информацией всех видов учета электроэнергии и мощности, включая взаиморасчеты на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ), взаиморасчеты на образцовой конкурентном оптовом рынке электроэнергии и расчеты между энергоснабжающими организациями и потребителями. Внедрение системы позволяет также оптимально использовать основное оборудование, с новой системой стануются возможными анализ, прогноз и планирование производства и потребления электроэнергии. Более того, на рынке действуют строгие правила, согласно которым участники торгов должны четко планировать объемы электроэнергии, которые им нужно купить или продать, а за несоответствие планов данным учета участники торгов подвергаются штрафу.

Помимо Иркутской области, «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг» реализует проекты по установке и модернизации систем АИИС КУ в Тверской, Брянской областях, Красноярском крае, ряде других регионов страны. В компании отмечают, что сегодня многие бизнес-структуры с большим интересом рассматривают проекты повышения эффективности энергоснабжения своих предприятий. В результате компании с успехом могут реализовывать проекты повышения надежности и качества энергоснабжения, снижения себестоимости производимой энергии, внедрения энергосберегающих программ.

Продолжение на с. 77 >>

ческие меры, определяющие $P(D)$:

- изоляция и ограждение токоведущих частей электрооборудования, применение блокировок, безопасных режимов работы сети, защитных средств, предупредительных плакатов, сигнализации, защитной изоляции, изолирования рабочего места, переносных заземлителей и др.

Технические меры защиты, определяющие $P(B/A)$, следующие.

- Применение низких напряжений.
- Защитное разделение сетей.
- Контроль, профилактика изоляции, обнаружение ее повреждений, защита от замыканий на землю.
- Компенсация емкостных токов утечки.
- Защитное заземление.
- Защитное зануление.
- Защитное отключение.
- Система уравнивания потенциалов.
- Двойная изоляция, изолирование рабочего места.
- Защита от перехода напряжения с высшей стороны на низшую.
- Грозозащита.

Каждая из перечисленных технических мер защиты требует специального рассмотрения. В данных рекомендациях в первую очередь рассматривается защитное отключение как одно из наиболее эффективных электротехнических средств.

Современная система электробезопасности должна обеспечивать защиту человека от поражения в двух наиболее вероятных и опасных случаях:

- при прямом прикосновении к токоведущим частям электрооборудования;
- при косвенном прикосновении.

Под косвенным прикосновением понимается прикосновение человека к открытым

проводящим частям оборудования, на которых в нормальном режиме (исправном состоянии) электроустановки отсутствует электрический потенциал, но при каких-либо неисправностях, вызвавших нарушение изоляции или ее пробой на корпус, на этих частях возможно появление опасного для жизни человека потенциала.

Система электробезопасности включает в себя ряд организационных и технических мероприятий. Согласно ГОСТ Р 50571.3-93 п. 412 для защиты от прямого прикосновения служат мероприятия, предотвращающие прикосновение к токоведущим частям: изоляция токоведущих частей, применение ограждений и облобок, установка барьеров, размещение вне зоны досягаемости.

Дополнительная защита от электропоражения при прямом прикосновении достигается путем применения устройств защитного отключения.

Устройство защитного отключения является превентивным электротехническим мероприятием и в сочетании с современными системами заземления (TN-S, TN-C-S) обеспечивает высокий уровень электробезопасности при эксплуатации электроустановок.

Защита от поражения при косвенном прикосновении (ГОСТ Р 50571.3-93 п. 413) обеспечивается следующими мероприятиями:

- применением УЗО;
- применением нулевых защитных проводников в электроустановках зданий с системой заземления TN или защитных проводников в электроустановках зданий с системой заземления TT в комплексе с устройствами защиты от сверхтока – предохранителями, автоматическими выключателями.

По материалам
ЗАО «АСТРО-УЗО»



Распоряжение Правительства РФ от 1 октября 2004 г. № 1257-р (о ликвидации госучреждений энергетического надзора, находящихся в ведении Ростехнадзора)

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 1 октября 2004 г. № 1257-р г. Москва
Опубликовано 6 октября 2004 г. Вступает в силу с 14 октября 2004 г.

1. Ликвидировать федеральные государственные учреждения государственного энергетического надзора, находящиеся в ведении Ростехнадзора, по перечню согласно Приложению.

Ростехнадзору по согласованию с Минэкономразвития России обеспечить в установленном порядке создание в недельный срок ликвидационных комиссий и проведение до 1 января 2005 г. ликвидационных мероприятий и представить до 15 января 2005 г. в Правительство Российской Федерации отчет о проведенных мероприятиях.

2. Росимуществу провести инвентаризацию высвобождаемого имущества ликвидируемых в соответствии с пунктом 1 настоящего распоряжения федеральных государственных учреждений и закрепить за Ростехнадзором на праве оперативного управления имущество, необходимое для обеспечения Ростехнадзором функций государственного энергетического надзора.

3. Ростехнадзору утвердить в 2-недельный срок сметы расходов ликвидируемых в соответствии с пунктом 1 настоящего распоряжения федеральных государственных учреждений на проведение ликвидационных мероприятий, определив, что источником финансирования этих мероприятий являются средства, аккумулируемые на счете Ростехнадзора в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 2 сентября 2004 г. № 448 «О финансировании мероприятий по энергетическому надзору и контролю» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 36, ст. 3672) и Постановлением Правительства Российской Федерации от 5 сентября 2003 г. № 554 «О финансировании мероприятий по надзору и контролю, проводимых учреждениями государственного энергетического надзора» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 37, ст. 3588; 2004, № 32, ст. 3348).

Председатель Правительства Российской Федерации

М. Фрадков

Приложение

Перечень подлежащих ликвидации федеральных государственных учреждений государственного энергетического надзора, находящихся в ведении Ростехнадзора

1. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Верхне-Волжскому региону», г. Ярославль.

2. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Западному региону», г. Смоленск.

3. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Московскому региону», г. Москва.

4. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Центрально-Черноземному региону», г. Липецк.

5. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Юго-Западному региону», г. Белгород.

6. Федеральное государственное учреждение «Энергетическая инспекция государственного энергетического надзора по Приокскому региону», г. Тула.

7. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Балтийскому региону», г. Санкт-Петербург.

8. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Карело-Кольскому региону», г. Петрозаводск.

9. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Северному региону», г. Вологда.

10. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Северо-Западному региону», г. Великий Новгород.

11. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Калининградской области», г. Калининград.

12. Федеральное государственное учреждение «Энергетическая инспекция государственного энергетического надзора по Республике Коми», г. Сыктывкар.

13. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Чеченской Республике», г. Грозный.

14. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Волго-Донскому региону», г. Ростов-на-Дону.

15. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Кубанскому региону», г. Краснодар.

16. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Дагестан», г. Махачкала.

17. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Кабардино-Балкарской Республике», г. Нальчик.

18. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Калмыкия», г. Элиста.

19. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Северная Осетия – Алания», г. Владикавказ.

20. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Ставропольскому краю», г. Пятигорск.

21. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Ингушетия», г. Назрань.

22. Федеральное государственное учреждение «Управление

государственного энергетического надзора по Карачаево-Черкесской Республике», г. Черкесск.

23. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Волжскому региону», г. Нижний Новгород.

24. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Западно-Уральскому региону», г. Киров.

25. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Башкортостан», г. Уфа.

26. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Марий Эл», г. Йошкар-Ола.

27. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Татарстан», г. Казань.

28. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Оренбургской области», г. Оренбург.

29. Федеральное государственное учреждение «Энергетическая инспекция государственного энергетического надзора по Средне-Волжскому региону», г. Самара.

30. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Мордовия», г. Саранск.

31. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Удмуртской Республике», г. Ижевск.

32. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Чувашской Республике – Чувашии», г. Чебоксары.

33. Федеральное государственное учреждение «Энергетическая инспекция государственного энергетического надзора по

Саратовской области», г. Саратов.

34. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Ханты-Мансийскому автономному округу», г. Ханты-Мансийск.

35. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Ямало-Ненецкому автономному округу», г. Салехард.

36. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Западно-Сибирскому региону», г. Тюмень.

37. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Челябинской области», г. Челябинск.

38. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Свердловской области», г. Екатеринбург.

39. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Байкальскому региону», г. Иркутск.

40. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Енисейскому региону», г. Красноярск.

41. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Забайкальскому региону», г. Чита.

42. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Бурятия», г. Улан-Удэ.

43. Федеральное государственное учреждение «Энергетическая инспекция государственного энергетического надзора по Алтайскому региону», г. Барнаул.

44. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Хакасия», г. Абакан.

45. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Кемеровской области», г. Кемерово.

46. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Новосибирской области», г. Новосибирск.

47. Федеральное государственное учреждение «Энергетическая инспекция государственного энергетического надзора по Томской области», г. Томск.

48. Федеральное государственное учреждение «Энергетическая инспекция государственного энергетического надзора по Омской области», г. Омск.

49. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Охотскому региону», г. Хабаровск.

50. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Приморскому краю», г. Владивосток.

51. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Камчатскому региону», г. Петропавловск-Камчатский.

52. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Республике Саха (Якутия)», г. Якутск.

53. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Магаданской области», г. Магадан.

54. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Сахалинской области», г. Южно-Сахалинск.

55. Федеральное государственное учреждение «Управление государственного энергетического надзора по Чукотскому автономному округу», г. Анадырь.

«Российская газета»

«Вимком» разработал решение в области автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов

Компания «Вимком», ведущий системный интегратор в области построения сетей передачи данных, разработал и протестировал новое решение в области учета энергоресурсов (электроэнергии, тепловой энергии, горячей и холодной воды) для предприятий, организаций и ЖКХ на базе современных средств вычислительной техники и высокоточного измерительного оборудования, сообщает пресс-служба компании.

Как отметил Александр Гуськов, начальник Департамента системной интеграции компании «Вимком», в настоящее время в России все более актуальными становятся достоверность и оперативность учета потребления энергоресурсов. Этот вопрос может быть решен посредством создания автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ). Одной из проблем на пути построения АСКУЭ является необходимость строительства территориально распределенных сетей сбора информации. Основное преимущество решения компании «Вимком» – отсутствие необходимости проведения работ по прокладке собственных линий связи.

Разработанное решение обеспечивает сбор и обработку данных о расходе электроэнергии, тепловой энергии, горячей и холодной воды. В качестве среды передачи информации в данном случае могут использоваться сети на основе технологии Ethernet и протокол TCP/IP. Соответственно это могут быть городские IP сети и сети доступа в Интернет альтернативных операторов связи.

Компания «Вимком» выполняет проектирование и установку подобных решений с использованием оборудования различных производителей в зависимости от техническо-экономических требований к системе и от пожеланий заказчика.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Зарегистрировано в Минюсте РФ 6 октября 2004 г. № 6056

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ

ПРИКАЗ
от 24 августа 2004 г. № 44-э/3

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОВ ИХ ПЛАНОВОГО ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ)

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332 «Об утверждении Положения о Федеральной службе по тарифам» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 29, ст. 3049), а также в целях реализации Постановления Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312) приказываю:

1. Утвердить прилагаемую Методику расчета стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления).

2. Утвердить повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам регулируемого сектора, применяемые при расчете стоимости отклонений согласно Приложению 1 к Методике.

3. Утвердить нормативные уровни отклонений, применяемые при расчете стоимости отклонений согласно Приложению 2 к Методике.

4. Признать утратившим силу Постановление ФЭК России от 12 ноября 2003 г. № 93-э/1 «Об утверждении Методики расчета стоимости отклонений объема фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления)» (опубликовано в «Российской газете», 31 декабря 2003 г., № 263, зарегистрировано Минюстом России 10 декабря 2003 г., регистрационный № 5318).

Руководитель Федеральной
службы по тарифам
С.Г. НОВИКОВ

Приложение
к приказу
ФСТ России
от 24 августа 2004 г. № 44-э/3

МЕТОДИКА РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОВ ИХ ПЛАНОВОГО ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА (ПОТРЕБЛЕНИЯ)

I. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета стоимости отклонений объемов фактического производства

(потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) (далее – Методика) разработана во исполнение Постановления Правительства Российской Федера-

ции от 24 октября 2003 года № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312).

2. Методика определяет основные положения расчета тарифов, утверждаемых федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (далее – Службой) и (или) органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, учета повышающих (понижающих) коэффициентов при расчете стоимости электроэнергии в секторе отклонений оптового рынка электрической энергии и мощности участников регулируемого сектора (далее – сектор отклонений) и стоимости отклонений объемов фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов планового почасового производства (потребления) участников свободно-го сектора, не являющихся участниками регулируемого сектора.

3. Расчет объемов отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) (далее – отклонений) и квалификация инициатив осуществляются по каждой группе точек поставки генерации и (или) потребления, расположенных в ценовой зоне оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, каждого участника оптового рынка в порядке, определенном Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (далее – Правила оптового рынка), утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 года № 643, и на основании договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и (или) договоров, оформляющих поставку, получение электрической энергии и мощности в регулируемом секторе оптового рынка (с учетом сектора отклонений).

4. Понятия и термины, используемые в настоящей Методике, соответствуют определениям, данным в Федеральном законе от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177), Федеральном законе от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316), Постановлении Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 года № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791), Постановлении

Правительства РФ от 12 июля 1996 года № 793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)», Постановлении Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 года № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».

II. Определение нормативного уровня отклонений фактического производства электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства

5. Величина нормативного уровня отклонений устанавливается для каждой группы точек поставки генерации (за исключением случаев, указанных в пункте 6 настоящей Методики) в размере максимальной из следующих величин: два процента от планового почасового производства в соответствующей группе точек поставки генерации; 10 МВтч.

6. Для групп точек поставки генерации, соответствующих (относящихся к) электростанциям (блокам), работающим с использованием генерирующих установок, принятых в опытно-промышленную эксплуатацию Актом межведомственных приемочных испытаний по согласованию с Системным оператором оптового рынка, а после вступления в силу настоящей Методики – по согласованию с Системным оператором оптового рынка и Министерством промышленности и энергетики Российской Федерации, величина нормативного уровня отклонений устанавливается в размере максимальной из следующих величин:

величина нормативного уровня отклонений, определенная в соответствии с пунктом 5 настоящей Методики;

величина рабочей мощности соответствующих генерирующих установок, находящихся в опытно-промышленной эксплуатации.

III. Определение стоимости отклонений объемов фактического производства электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства

7. Для целей минимизации объема отклонений фактического производства электрической энергии участников оптового рынка от планового почасового производства, возникающих по их собственной инициативе, и стимулирования участников оптового рынка электрической энергии (мощности) осуществлять дей-

ствия, необходимые Системному оператору для управления режимами, при расчете платы за отклонения устанавливаются повышающие (понижающие) коэффициенты к тарифам, указанным в Приложении 1 к настоящей Методике.

8. Стоимость отклонений определяется как сумма произведений объемов составляющих величин отклонения по производству на утвержденный Службой (или органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) тариф и на соответствующий коэффициент, определенный в соответствии с настоящей Методикой (далее – плата за отклонения).

При этом под составляющей величиной отклонения по производству понимается объем электрической энергии, являющийся составной частью значения отклонения с учетом положительного или отрицательного знака отклонения, которому присваивается признак внешней инициативы или собственной инициативы участника рынка, в соответствии с Правилами оптового рынка.

9. При определении платы за отклонения участника регулируемого сектора, осуществляющего производство электрической энергии (мощности), используются следующие тарифы, утверждаемые Службой:

– Т – тариф на поставку электрической энергии, э(пост) установленный в отношении данного поставщика – участника регулируемого сектора оптового рынка в целом или в отношении каждой электростанции, принадлежащей АО-энерго, или в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на покупку электрической энергии с оптового рынка, установленная в отношении данного участника регулируемого сектора – покупателя электрической энергии (мощности);

– Т – тариф на поставку электроэнергии с учетом эм(пост) мощности, рассчитанный для участника регулируемого сектора – поставщика электрической энергии (мощности) в порядке, установленном нормативными актами;

– max Т – максимальный из тарифов на поставку эм(пост) электроэнергии с учетом мощности участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии (мощности) в соответствующей ценовой зоне, осуществлявших производство электрической энергии в данный час, рассчитанный в порядке, установленном нормативными актами.

10. При определении платы за отклонения участника сектора свободной торговли, не являющегося участником регулируемого сектора и осуществляющего производство электрической

кой энергии (мощности) в секторе отклонений, используются следующие тарифы:

– Т – тариф на поставку электрической энергии, э(пост) установленный Службой (или органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов) в отношении объекта генерации участника как поставщика электроэнергии, не входящего в состав АО-энерго, или в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на покупку электрической энергии этим участником на розничном рынке;

– Т – тариф на поставку электроэнергии с учетом эм(пост) мощности, рассчитанный для данного участника в порядке, установленном нормативными актами;

– max Т – максимальный из тарифов на поставку эм(пост) электроэнергии с учетом мощности участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии (мощности) в соответствующей ценовой зоне, осуществлявших производство электрической энергии в данный час, рассчитанный в порядке, установленном нормативными актами.

11. При увеличении объема производства электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения в соответствии с пунктом 5 Постановления Правительства Российской Федерации «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПВ(ген)}}^{(+)} = T_{\text{эм(пост)}} \times K1. \quad (1)$$

12. При снижении объема производства электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПВ(ген)}}^{(-)} = T_{\text{эм(пост)}} \times K2. \quad (2)$$

13. При увеличении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе плата за отклонения определяется по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(ген)}}^{(+)} = T_{\text{эм(пост)}} \times K3. \quad (3)$$

14. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе плата за отклонения рассчитывается согласно пункту 56 Правил оптового рынка в соответствии

с пунктами 15, 16 и 17 настоящей Методики.

15. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, не превышающую пять процентов планового почасового производства участника в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(ген)}}^{(-)} = \max T_{\text{эм(пост)}} \times K4. \quad (4)$$

16. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, превышающую пять процентов и не превышающую десять процентов планового почасового производства участника в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(ген)}}^{(-)} = \max T_{\text{эм(пост)}} \times K5. \quad (5)$$

17. При снижении участником оптового рынка объема производства электрической энергии (мощности) по собственной инициативе на величину, составляющую более десяти процентов планового почасового производства в соответствующей группе точек поставки генерации, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(ген)}}^{(-)} = \max T_{\text{эм(пост)}} \times K6. \quad (5)$$

IV. Определение нормативного уровня отклонений фактического потребления электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового потребления

18. Величина нормативного уровня отклонений устанавливается в размере двух процентов от планового почасового потребления для каждой группы точек поставки потребления участника оптового рынка.

19. Объем отклонений электрической энергии участника оптового рынка, не превышающий величину нормативного уровня отклонений, рассчитывается по цене на электрическую энергию и мощность в регулируемом секторе или по стоимости единицы электрической энергии (мощности), определенной для данного участника в порядке, установленном нормативными актами.

V. Определение стоимости отклонений фактического потребления электрической энергии (мощности) участников оптового рынка от объемов их планового почасового потребления

20. Для целей минимизации объема отклонений фактического почасового потребления электрической энергии участников оптового рынка от объемов планового почасового потребления, возникающих по их собственной инициативе, и стимулирования участников оптового рынка, имеющих собственные генерирующие объекты, осуществлять действия, необходимые Системному оператору для управления режимами, приводящие к возникновению отклонений; при расчете платы за отклонения применяются соответствующие тарифы, к которым устанавливаются повышающие (понижающие) коэффициенты, указанные в настоящей Методике.

21. Стоимость отклонений фактического почасового потребления электрической энергии (мощности) от планового почасового потребления определяется как сумма произведений объемов составляющих величин отклонения по потреблению на плату за отклонения, определенную в соответствии с настоящей Методикой.

При этом под составляющей величиной отклонения по потреблению понимается объем электрической энергии, являющийся составной частью значения отклонения с учетом положительного или отрицательного знака отклонения, которому присваивается признак внешней инициативы или собственной инициативы участника рынка в соответствии с Правилами оптового рынка.

22. При определении платы за отклонения участника регулируемого сектора оптового рынка, осуществляющего покупку электрической энергии (мощности), используются следующие тарифы, утвержденные Службой:

– Т – тарифная ставка на покупку электрической энергии с э(пок) оптового рынка, установленная данному участнику регулируемого сектора – покупателю электрической энергии (мощности), или (для избыточных АО-энерго), в случае отсутствия такого тарифа, тарифная ставка на поставку электрической энергии на оптовый рынок, установленная в отношении данного участника Службой;

– Т – цена на электроэнергию и мощность в регулируемом эм(пок) секторе, рассчитанная для данного участника в порядке, установленном нормативными актами.

23. При определении стоимости отклоне-

ний участника сектора свободной торговли, не являющегося участником регулируемого сектора, осуществляющего покупку электрической энергии (мощности), используются следующие величины:

– Т – тарифная ставка на электрическую энергию, э(пок) установленная органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов участнику свободного сектора, не являющемуся участником регулируемого сектора;

– Т – стоимость единицы электрической энергии эм(пок) (мощности), определенная как разность между установленным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов участнику тарифом на электрическую энергию и мощность и суммой тарифов за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, по передаче электрической энергии по территориальным распределительным сетям, по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, по организации функционирования торговой системы оптового рынка, по обеспечению системной надежности и услуги Системного оператора.

24. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участника оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ПВ(потр)}^{(-)} = T_{эм(пок)} \times K7. \quad (7)$$

25. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, не относящихся к потребителям с регулируемой нагрузкой, а относящихся к потребителям, имеющим собственные генерирующие объекты, количественные характеристики которых не удовлетворяют условиям участника оптового рынка – поставщика, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ПВ(потр)}^{(-)} = T_{эм(пок)} \times K8. \quad (8)$$

В случае изменения объема потребления в группе точек поставки потребления участника оптового рынка по внешней инициативе плата

за отклонения определяется аналогично плате за отклонения для групп точек поставки потребления, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой.

26. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, относящихся к потреблению с регулируемой нагрузкой, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ПВ(потр)}^{(+)} = T_{э(пок)} \times K9. \quad (9)$$

27. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по внешней инициативе в группах точек поставки, не относящихся к потребителям с регулируемой нагрузкой, а относящихся к потребителям, имеющим собственные генерирующие объекты, количественные характеристики которых не удовлетворяют условиям участника оптового рынка – поставщика, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ПВ(потр)}^{(+)} = T_{э(пок)} \times K10. \quad (10)$$

28. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, не превышающую пять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ПС(потр)}^{(-)} = T_{э(пок)} \times K11. \quad (11)$$

29. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, превышающую пять процентов, но не превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{ПС(потр)}^{(-)} = T_{э(пок)} \times K12. \quad (12)$$

30. При снижении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе участника на величину, превышающую десять процентов планового почасового потребления уча-

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

стника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(потр)}}^{(-)} = T_{\text{эм(пок)}} \times K13. \quad (13)$$

31. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе плата за отклонения рассчитывается в соответствии с пунктами 32, 33 и 34 настоящей Методики.

32. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, не превышающую пять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(потр)}}^{(+)} = T_{\text{эм(пок)}} \times K14. \quad (14)$$

33. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, превышающую пять процентов, но не

превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(потр)}}^{(+)} = T_{\text{эм(пок)}} \times K15. \quad (15)$$

34. При увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) участником оптового рынка по собственной инициативе на величину, превышающую десять процентов планового почасового потребления участника в соответствующей группе точек поставки потребления, плата за отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\text{ПС(потр)}}^{(+)} = T_{\text{эм(пок)}} \times K16. \quad (16)$$

35. При возникновении ситуаций, приведших к изменению объема потребления участников оптового рынка, не имеющих собственных генерирующих объектов по причинам, не зависящим от участника оптового рынка (вследствие непреодолимой силы), плата за отклонения не взимается.

Приложение 1

ПОВЫШАЮЩИЕ (ПОНИЖАЮЩИЕ) КОЭФФИЦИЕНТЫ К ТАРИФАМ РЕГУЛИРУЕМОГО СЕКТОРА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТЕ СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ (новая версия)

Коэффициент	Значение коэффициента
К 1	1,05
К 2	0,9
К 3	0
К 4	0,95
К 5	1
К 6	1,5
К 7	1,5
К 8	1,05
К 9	0,5
К 10	0,9
К 11	1,2
К 12	1,1
К 13	0,9
К 14	1,05
К 15	1,25
К 16	1,5

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Приложение 2

НОРМАТИВНЫЕ УРОВНИ ОТКЛОНЕНИЙ И ДИАПАЗОНЫ ОТКЛОНЕНИЙ,
УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТЕ ПЛАТЫ ЗА ОТКЛОНЕНИЯ

Субъект оптового, рынка наименование инициати- вы отклонения	Величина нормативного уров- ня отклонений	Диапазон отклонений, учиты- ваемых при расчете платы за отклонения
Поставщики, увеличившие объем производства по внешней инициативе	Мах (2% планового почасового производства; 10 МВт•ч)	Более Мах (2% планового почасового производства; 10 МВт•ч)
Поставщики, снижившие объем произ- водства по внешней иници- ативе	Мах (2% планового почасового производства; 10 МВт•ч)	Более Мах (2% планового почасового производства; 10 МВт•ч)
Поставщики, увеличившие объем производства по собственной инициативе	Мах (2% планового почасового производства; 10 МВт•ч)	Более Мах (2% планового почасового производства; 10 МВт•ч)
Поставщики, снижившие объем производства по собственной инициативе	Мах (2% планового почасового производства; 10 МВт•ч)	Более 10 МВт•ч и От 2% до 5% планового почасового производ- ства; От 5 до 10% планового почасового производства, Более 10% планового почасового про- изводства
Покупатели, снижившие объем потребления по внешней инициативе	2% планового почасового по- требления	Более 2% планового почасового потребления
Покупатели, увеличившие объем потребления по внешней инициативе	2% планового почасового по- требления	Более 2% планового почасового потребления
Покупатели, снижившие объем потребления по собственной инициативе	2% планового почасового по- требления	2 - 5% планового почасового потребления, 5 - 10% планового почасового потребления, более 10% планового почасового по- требления
Покупатели, увеличившие объем потребления по собственной инициативе	2% планового почасового по- требления	2 - 5% планового почасового потребления, 5 - 10% планового почасового потребления, более 10% планового почасового по- требления



ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

2.21. Лестницы приставные и стремянки
изолирующие стеклопластиковые

Назначение и конструкция

2.21.1. Изолирующие приставные лестницы и стремянки предназначены для проведения строительных, монтажных, ремонтных и эксплуатационных работ в электроустановках или электротехнологических установках.

2.21.2. Тетивы и ступеньки лестниц и стремянок должны изготавливаться из стеклопластика электроизоляционного, поверхность которого должна быть покрыта атмосферостойкими электроизоляционными эмалью или лаком.

2.21.3. Тетивы приставных лестниц и стремянок для обеспечения устойчивости должны расходиться книзу. Ширина приставной лестницы и стремянки вверху должна быть не менее 300 мм, внизу – не менее 400 мм.

Расстояние между ступеньками лестниц и стремянок должно быть от 250 до 350 мм, а расстояние от первой ступеньки до уровня поверхности установки (пола, земли и т.п.) – не более 400 мм.

Общая длина одноколенной приставной лестницы не должна превышать 5 метров.

2.21.4. Конструкция приставных лестниц и стремянок должна обеспечивать надежное крепление ступенек к тетивам, при этом каждая ступенька должна крепиться к тетивам с помощью клевого соединения с использованием штифтов, винтов, заклепок, развальцовки или иным способом.

Приставные лестницы и стремянки должны быть снабжены устройством, предотвращающим возможность их сдвига или опрокидывания при работе. Верхние концы тетив лестниц могут быть снабжены приспособлениями для закрепления на элементах конструкции. Нижние концы тетив лестниц и стремянок должны быть оборудованы металлическими оконцевателями для установки на грунт, а при использовании на гладких поверхностях должны быть оснащены башмаками из эластичного материала, предотвращающего проскальзывание.

Конструкция стремянок должна обеспечивать угол наклона рабочей секции стремянки к поверхности установки, равный 75° , и должна исключать самопроизвольное раздвижение секций стремянки из рабочего положения.

Эксплуатационные испытания

2.21.5. Изолирующие приставные лестницы и стремянки должны подвергаться механическим и электрическим испытаниям.

2.21.6. Испытания на механическую прочность статической нагрузкой проводят по нормам Приложения 6.

Лестницы при испытании устанавливаются на твердом основании и прислоняются к стене или конструкции под углом 75° к горизонтальной плоскости. При испытании ступеньки груз прикладывается к середине одной ступеньки в средней части лестницы.

При испытании тетив груз прикладывается к обеим тетивам в середине из расчета нормативной нагрузки на каждую тетиву.

Стремянки при испытании устанавливаются в рабочем положении на ровной горизонтальной площадке. Испытания ступенек и тетив проводятся аналогично изложенному для лестниц, при этом испытаниям подвергаются тетивы как рабочей, так и нерабочей секций.

2.21.7. Электрические испытания проводят по нормам Приложения 7.

При электрических испытаниях порядок подачи испытательного напряжения такой же, как для электрозащитных средств общего назначения (п. 1.5.6 настоящей Инструкции). Испытательное напряжение прикладывают ко всей длине тетив или к участкам длиной не менее 300 мм.

Правила пользования

2.21.8. До начала работы с приставной лестницей необходимо обеспечить ее устойчивость. При установке приставной лестницы в условиях, когда возможно смещение ее верхнего конца, последний необходимо надежно закрепить за устойчивые конструкции.

При работе с приставной лестницы на высоте более 1,3 метра следует применять предохра-

Продолжение. Начало в № 10/04

нительный пояс, который закрепляется за конструкцию сооружения или за лестницу при условии надежного крепления ее к конструкции.

При необходимости, в целях предупреждения падения лестницы от случайных толчков, место ее установки следует оградить или охранять.

Не допускается:

- работать с приставной лестницы, стоя на ступеньке, находящейся на расстоянии менее 1 метра от верхнего ее конца;

- устанавливать приставную лестницу под углом более 75° к горизонтальной поверхности без дополнительного крепления ее верхней части;

- находиться на ступеньках лестницы более чем одному человеку;

- поднимать и опускать по лестнице груз;

- оставлять на лестнице инструмент;

- работать с использованием электрического и пневматического инструмента, строительномонтажных пистолетов;

- устанавливать лестницу на ступени маршей лестничной клетки;

- выполнять газо- и электросварочные работы;

- выполнять натяжение проводов и т.п.

2.21.9. До начала работы со стремянкой она должна быть установлена в рабочее положение, при этом должна быть обеспечена ее устойчивость.

Не допускается:

- работать с двух верхних ступенек стремянок, не имеющих перил или упоров;

- находиться на ступеньках стремянки более чем одному человеку;

- работать с использованием электрического и пневматического инструмента, строительномонтажных пистолетов;

- выполнять газо- и электросварочные работы;

- выполнять натяжение проводов, поддержание на высоте тяжелых деталей и т.п.

3. СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ ПОВЫШЕННОЙ НАПРЯЖЕННОСТИ

3.1. Общие положения

3.1.1. При работах на ВЛ и в ОРУ напряжением 330 кВ и выше при напряженности электрического поля (ЭП) до 5 кВ/м время пребывания работающих в рабочих зонах без средств защиты не ограничивается, при напряженности свыше 5 до 25 кВ/м ограничивается по государственному стандарту, а при напряженности свыше 25 кВ/м не допускается.

3.1.2. В качестве средств защиты от ЭП при-

меняются стационарные, переносные и передвижные экранирующие устройства; съемные экранирующие устройства, устанавливаемые на машинах и механизмах; комплекты индивидуальные экранирующие.

3.1.3. При подъеме на оборудование и конструкции, расположенные в зоне влияния ЭП, средства защиты должны применяться независимо от значения напряженности ЭП. При работе с помощью телескопической вышки или гидроподъемника их корзины (люльки) следует снабжать съемным экраном или применять комплекты индивидуальные экранирующие.

3.2. Устройства экранирующие

Назначение и требования к ним

3.2.1. Общие технические требования, основные параметры и размеры экранирующих устройств для защиты от ЭП промышленной частоты приведены в государственном стандарте.

3.2.2. Экранирующие устройства должны обеспечивать снижение напряженности ЭП до уровня, допустимого для пребывания человека в течение рабочего дня без средств индивидуальной защиты, – не более 5 кВ/м.

3.2.3. Экранирующие устройства должны выполняться из токопроводящего материала.

Правила пользования

3.2.4. Экранирующие устройства должны заземляться путем присоединения непосредственно к заземлителю или к заземленным объектам гибким медным проводом сечением не менее 10 кв. мм. Съемные экранирующие устройства должны иметь электрическое соединение с машинами и механизмами, на которых они установлены. При заземлении машин и механизмов дополнительного заземления съемных экранирующих устройств не требуется.

3.2.5. Расстояния от стационарных экранов до токоведущих частей должны быть не менее установленных “Правилами устройства электроустановок”, а от переносных и передвижных – “Межотраслевыми правилами охраны труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок”.

Высота установки экранирующих устройств должна определяться от площадки рабочего места.

3.2.6. В процессе эксплуатации экранирующие устройства подвергаются периодическому осмотру и очистке от загрязнений.

Продолжение следует.

МАТЕРИАЛЫ, ОПУБЛИКОВАННЫЕ В ЖУРНАЛЕ «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» В 2004 ГОДУ.

РЕФОРМА ЭНЕРГЕТИКИ

РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ДО 2015 г. – № 1

ПРОБЛЕМЫ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ. – № 4

ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА И ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ. – № 4

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ – ЛИМИТ ИСЧЕРПАН. – № 5

СОБСТВЕННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ИЗДЕРЖЕК ПРЕДПРИЯТИЙ. – № 6

ТИПИЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА УНИКАЛЬНОМ ПРЕДПРИЯТИИ. – № 7

В СВОБОДНОМ СЕКТОРЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА. – № 8

УХОДЯ, ГАСИТЕ СВЕТ. – № 9

ОЛИГАРХИ СТОЯТ В ОЧЕРЕДИ ЗА ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ – № 10

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД – ВАЖНЫЙ ФАКТОР В

РАЗВИТИИ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. – № 11

ТОПЛИВО, ЭНЕРГИЮ, ДЕНЬГИ – ЧТО ЭКОНОМИТЬ? – № 12

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ: ОТ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА ДО ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ПИТАНИЯ. – № 1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОПОТЕРЬ В ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫХ УСТРОЙСТВАХ. – № 1

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ И ИХ РЕШЕНИЕ. – № 1

СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНИКА ОБСЛЕДОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ. – № 1

РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ. – № 1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПРОВОДКИ В КАЧЕСТВЕ СРЕДЫ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ. – № 1

ДЕГРАДАЦИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ. – № 1

ТРАНСФОРМАТОРЫ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ. – № 1

«МОСЭНЕРГО» ЗАВЕРШАЕТ ИСПЫТАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ СЕТИ СВЯЗИ НА ОСНОВЕ PLC-ТЕХНОЛОГИЙ. – № 1

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. – № 1

СОФТСТАРТЕР – УСТРОЙСТВО ПЛАВНОГО ПУСКА. – № 1

ПРОПИТАННЫЕ ДЕРЕВЯННЫЕ ОПОРЫ – ИДЕАЛЬНЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ. – № 1

СОБСТВЕННЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ – РЕЗЕРВ И ЗАЩИТА БИЗНЕСА. – № 2

УСЛОВИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ СОБСТВЕННОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ. – № 2

СИСТЕМЫ РЗИА И СОБСТВЕННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. – № 2

РЕГУЛИРУЕМЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД – ЭФФЕКТИВНОЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ. – № 2

ОБЗОР РЫНКА МАГНИТНЫХ ПУСКАТЕЛЕЙ. – № 2

ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК. – № 2

САМОНЕСУЩИЕ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ПРОВОДА – НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. – № 2

СЕРТИФИКАЦИЯ – ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. – № 3

ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. – № 3; № 5.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕУСТОЙКИ ЗА ПОНИЖЕННОЕ КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. – № 3

ВНУТРИЦЕХОВОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. – № 3

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. – № 3

КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ. – № 3

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ. – № 3

ОЦЕНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЙ ПРИ НЕПОЛНОЙ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ. – № 4

ЦЕХОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ. – № 4

ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПОМОЩИ ИНФРАКРАСНЫХ ПИРОМЕТРОВ. – № 4

МИНИ-ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ – ДЕЛАЕМ ВЫБОР. – № 4

ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА. – № 4

КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ДЕПАРТАМЕНТА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. – № 5

ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ. – № 5

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ. – № 5

НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ КАБЕЛИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ. – № 5

ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ПОЛА И СТЕН ИЗОЛИРУЮЩИХ (НЕПРОВОДЯЩИХ) ПОМЕЩЕНИЙ. – № 5

УСТРОЙСТВА ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ – ДОМЫСЛЫ И РЕАЛЬНОСТЬ. – № 6

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. – № 6

ИЗМЕРЕНИЕ ПОЛНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЦЕПИ «ФАЗА–НУЛЬ». – № 6

АНАЛИЗ СИСТЕМ ДЛЯ ВНУТРЕННЕГО ОСВЕЩЕНИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ. – № 6

ЦИФРОВЫЕ РЕЛЕ И ЗАЩИТА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХОВ. – № 7

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ НАЛИЧИЯ ЦЕПИ И КАЧЕСТВА КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЗАНУЛЯЮЩИХ (ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ) ЗАЩИТНЫХ ПРОВОДНИКОВ. – № 7

ФИЛЬТРЫ ЭМС – ЭФФЕКТИВНАЯ ЗАЩИТА ОТ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ (ПРОМЫШЛЕННЫХ) ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ. – № 7

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЦИФРОВЫХ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ. – № 8

ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ. – № 8

ЭЛЕКТРОННЫЙ РЕГУЛЯТОР В СИСТЕМЕ ТОПЛИВОПОДАЧИ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРА. – № 8

SIEMENS. ЗАЩИТА ДВИГАТЕЛЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. – № 8

ЦВЕТОВАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОВОДНИКОВ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ЗДАНИЙ. – № 9

SIEMENS. ТЕРМОЗАВИСИМЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. – № 9

СПИСОК СТАТЕЙ

ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ
АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО
ПИТАНИЯ (АВР). – № 9

ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ
ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. – № 9

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПРЕДПРИЯТИЯ. – № 9

МАТЕРИАЛЫ, ОПУБЛИКОВАННЫЕ В ЖУРНАЛЕ «ГЛАВНЫЙ ЭНЕРГЕТИК» В 2004 ГОДУ.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЯХ. – № 10

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ НАЛИЧИЯ ЦЕПИ И КАЧЕСТВА
КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЗАНУЛЯЮЩИХ
(ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ) ЗАЩИТНЫХ ПРОВОДНИКОВ. – № 10

НАДЕЖНОСТЬ ВОССТАНОВЛЕННЫХ ПОСЛЕ
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ. – № 10

КОНТЕЙНЕРНЫЕ ДИЗЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ
РЕЗЕРВНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ. – № 10

ЗАДАЧИ И МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ. – № 11

ТРЕХФАЗНЫЕ ИБП С ДВОЙНЫМ
ПРЕОБРАЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ. – № 11

МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ
УЗО. – № 11

КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ, ОБНАРУЖЕНИЕ ЕЕ
НЕИСПРАВНОСТЕЙ. – № 11

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ ОДНОФАЗНЫЕ
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА.
ИСПЫТАНИЯ, ВЫБОР, ПРИМЕНЕНИЕ. – № 11

ПРИМЕНЕНИЕ СИП В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 0,4–35 КВ – № 12

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОГА СРАБАТЫВАНИЯ
УЗО, ИЗМЕРЕНИЯ ТОКА УТЕЧКИ В ЗОНЕ ЗАЩИТЫ
УЗО, ВЫЯВЛЕНИЯ ДЕФЕКТНЫХ ЦЕПЕЙ
ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ. – № 12

ТИРИСТОРНЫЙ РЕГУЛЯТОР КАК СРЕДСТВО
ЭКОНОМИИ ЭНЕРГИИ В НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ
СИСТЕМАХ. – № 12

РЕСУРС- И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ СХЕМЫ
ПИТАНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ. – № 12

АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ДО 1 КВ.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. – № 12

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

ДЛИННОВОЛНОВАЯ СИСТЕМА ОТОПЛЕНИЯ
«ЭКОЛАЙН» – № 1

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИСПАРИТЕЛЕЙ
ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ. – № 1

ВОЗМОЖНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ГАЗОВЫХ ТУРБИН. – № 1

ПАСПОРТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ. – № 2

МОДЕРНИЗАЦИЯ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ
СЕКЦИОННОГО ТИПА. – № 2

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ. – № 2

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСОНОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ
ВОДЫ. – № 2

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
ОБРАЗОВАНИЯ НАКИПИ И КОРРОЗИИ. – № 2

ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. – № 3

ПАР И ПАРОВЫЕ КОТЛЫ. – № 3

ПЕРЕВОД КОТЛА ТИПА ДКВР НА ВОДОГРЕЙНЫЙ
РЕЖИМ РАБОТЫ. – № 3

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТЕПЛОСЧЕТЧИКА. – № 4

ТЕПЛОСЧЕТЧИКИ-РЕГИСТРАТОРЫ «МАГИКА». – № 4

КОТЛЫ ПУЛЬСИРУЮЩЕГО ГОРЕНИЯ. – № 4

ПРИМЕНЕНИЕ ВОДО-МАЗУТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ
УЛУЧШЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК КОТЕЛЬНЫХ
УСТАНОВОК. – № 4

ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ ДЛЯ
ПРОМЫШЛЕННОГО СЕКТОРА. – № 5

ПРИМЕНЕНИЕ ПЛАСТИНЧАТЫХ
ТЕПЛООБМЕННИКОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ. – № 5

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА УТЕЧКИ
ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ИЗ ПОДЗЕМНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ПРИБОРОВ НПА
«ТЕХНО-АС». – № 5

СОВРЕМЕННАЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ
ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ. – № 5

ЭНЕРГОУСТАНОВКИ НА БАЗЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ.
АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ. – № 6

ГОРЕЛКА С ПОДОГРЕВОМ ТОПЛИВА. «ЗА» И
«ПРОТИВ». – № 6

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ
КОМПЛЕКСНЫХ ПРЕПАРАТОВ ДЛЯ ВЕДЕНИЯ
ВВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ. – № 6; № 7

АБСОРБЦИОННЫЕ БРОМИСТОЛИТИЕВЫЕ
ВОДООХЛАЖДАЮЩИЕ И ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ
ТРАНСФОРМАТОРЫ ТЕПЛОТЫ. – № 7

ПРИБОРЫ ДЛЯ БЕСКОНТАКТНОЙ ТЕРМОМЕТРИИ. – № 8

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПАРОВЫХ КОТЛОВ. КАЧЕСТВО ПАРА. – № 8

ИНДУКЦИОННЫЕ ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛИ. – № 9

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ МЕТОД ОЧИСТКИ ТЕПЛОАГРЕГАТОВ ОТ НАКИПИ. – № 9

ДАТЧИКИ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. – № 9

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ СЕРИИ ВВПИ. – № 10

КОТЛЫ: ЧУГУННЫЕ И СТАЛЬНЫЕ. – № 10

ПАР ДЛЯ ЛЮБЫХ НУЖД. – № 10

ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЛОЧНЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРОВ. – № 10

ЭФФЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДУЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ. – № 11

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ВЗРЫВЫ. СИСТЕМЫ ГАЗОИМПУЛЬСНОЙ ОЧИСТКИ КОТЛОВ. – № 11

ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ В СОСТАВЕ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ НАГРЕВА ВОДЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ. – № 11

ТСА: ПРОСТОТА, НАДЕЖНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ. – № 11

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ И ПОТЕРИ ЭНЕРГИИ В ТРУБОПРОВОДАХ. – № 12

МАЗУТ КАК ТОПЛИВО. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ. – № 12

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК. – № 12

ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЕ

ВЫБОР КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВОЗДУХОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. – № 2

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПНЕВМОСЕТЕЙ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА. – № 2

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ – СТОИМОСТЬ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА. – № 3

ПОТЕРИ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ НИЗКОМ КАЧЕСТВЕ ВОЗДУХА. – № 3

ВИНТОВЫЕ КОМПРЕССОРЫ. ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА. – № 4

ОСОБЕННОСТИ РЫНКА КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ В РОССИИ. – № 5

РАСЧЕТ ВОЗДУШНЫХ ЗАВЕС. – № 5

ВЕНТИЛЯЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ЗДАНИЙ И ПОМЕЩЕНИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. – № 6

СИСТЕМЫ ВЫТЕСНЯЮЩЕЙ ВЕНТИЛЯЦИИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗДАНИЙ. – № 7

ROOF-TOP: ПРАКТИЧНЫЕ РЕШЕНИЯ. – № 8

ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА В ПОМЕЩЕНИЯХ БОЛЬШОГО ОБЪЕМА. – № 8

ВОЗМОЖНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ДЛЯ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. – № 9

ATLAS COPCO. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ. СЕРИИ SF. – № 10

СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА ПОЛУЧЕНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ. – № 10

МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СТОИМОСТИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ПРИ ВЫБОРЕ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. – № 11

ПОКУПАЕМ ВОЗДУХ, ИЛИ КАК ПОКУПАТЬ КОМПРЕССОРЫ. – № 12

ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В КОМПРЕССОРНОЙ ТЕХНИКЕ. – № 12

ДИАГНОСТИКА

ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ. – № 1

ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ АГРЕГАТОВ РОТОРНОГО ТИПА. – № 10

ЭНЕРГОАУДИТ

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОАУДИТА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ ИЗ ДВУХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. – № 6

ЭНЕРГОАУДИТ. ПРОБЛЕМЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ. – № 6

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ: РОЛЬ ЭНЕРГОАУДИТА. – № 8

КТО ТАКИЕ ЭНЕРГОАУДИТОРЫ? КАДРОВЫЙ СОСТАВ ПРОФЕССИИ. – № 9

ЧТО ТАКОЕ ЭНЕРГОАУДИТ? ОПИСАНИЕ ПРОФЕССИИ. – № 10

КОГДА ПРОВОДЯТ ЭНЕРГОАУДИТ. ПРАВИЛА ВЫБОРА СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ. – № 11

СПИСОК СТАТЕЙ

ГДЕ ПРОВОДЯТ ЭНЕРГОАУДИТ? ЭНЕРГОАУДИТОР В ВАШЕМ ОФИСЕ И НА ПОДСТАНЦИИ. – № 12

МЕТРОЛОГИЯ

О ПОВЕРКЕ ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. – № 8

ПРАКТИКА ПОВЕРКИ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ И ВОДОСЧЕТЧИКОВ. – № 9

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ И ПОВЕРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ: НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ. – № 10

ЗАДАЧИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ТЕПЛОВЫЧИСЛИТЕЛЕЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ. – № 11

ЧТО ПРОДАЕТСЯ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И КАК ПРАВИЛЬНО ЭТО ИЗМЕРИТЬ? – № 12

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОИЗВОДСТВЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА. – № 2

ОСОБЕННОСТИ ЗАПАДНОГО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. – № 2

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЯПОНИИ. – № 3

ЭЛЕКТРОПРИВОД И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТАНОВОК. – № 4

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ЭНЕРГОАУДИТА. – № 5

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВАРИАНТЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ. – № 6

ЭЛЕМЕНТЫ И ЭТАПЫ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА. – № 10

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В СИСТЕМАХ ПАРОИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. – № 10

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В СИСТЕМАХ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ. – № 11

ОБЗОР РЫНКА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ. – № 12

ОХРАНА ТРУДА

ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ. – № 1

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ОТДЕЛЬНЫХ РАБОТ. – № 2; № 3

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ДЛЯ ЭЛЕКТРОМОНТЕРОВ ПО РЕМОНТУ И ОБСЛУЖИВАНИЮ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ГРУЗОПОДЪЕМНЫХ МАШИН. – № 6

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЦЕХОВ ЗАВОДА. – № 7

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛОМ МАШИН И АППАРАТОВ И ЗАЩИТА ИХ ОТ ВЛИЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. – № 10

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ ЦЕХОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. – № 11

ТРЕНИРУЮЩИЕ СИСТЕМЫ ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА – В ПРАКТИКУ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. – № 12

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЗАЩИТЫ ОТ ЭЛЕКТРОПОРАЖЕНИЯ. – № 12

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

РАБОТА С УСТРОЙСТВОМ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОЖАРА ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ИСКРЕНИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТИ ИЛИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКЕ. – № 5

ОБМЕН ОПЫТОМ

АК «ОМСКЭНЕРГО» И ЭНЕРГОСЛУЖБЫ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ: ОПЫТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ. – № 1

ПРОИЗВОДСТВО СЖАТОГО ВОЗДУХА В ОАО «ММК». – № 2

ДААЗ ВЫХОДИТ НА ФОРЭМ. – № 3

ОПЫТ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ. – № 4

ПРОБЛЕМА ФАЛЬСИФИКАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ. – № 4

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ НОРМИРОВАНИЯ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТОПЛИВА. – № 6

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГОАУДИТА В ОАО «УРАЛАЗ» – № 7

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПАРОВЫМ УТИЛИЗАЦИОННЫМ КОТЛОМ. – № 8

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ КАМАЗа. – № 9

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ УСТАНОВКИ. – № 9

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ ТЭЦ ВАЗ. – № 10

АСКУЭ НОВОКУЗНЕЦКОГО АЛЮМИНИЕВОГО ЗАВОДА. – № 11

НОВЫЕ ТАРИФЫ ДЛЯ МТС. – № 12

СТРАНИЦА ГОСЭНЕРГОНАДЗОРА

ГОСЭНЕРГОНАДЗОР – СТРУКТУРА И ФУНКЦИИ. – № 2

ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ИНСПЕКТОРОВ
ГОСЭНЕРГОНАДЗОРА. – № 3

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТНОШЕНИЙ
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ: АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ. – № 4

ЭНЕРГОНАДЗОР ПОЛУЧИЛ ВОЗМОЖНОСТЬ
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НАРУШИТЕЛЕЙ. – № 5

СХЕМА ПРИВЛЕЧЕНИЯ К АДМИНИСТРАТИВНОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТИ ОРГАНАМИ
ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
НАДЗОРА. – № 5

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ДОПУСКУ В
ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И
РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И
ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК. – № 5

ПИСЬМО О РАЗЪЯСНЕНИИ П. 1.2.4 ПРАВИЛ
ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. – № 9

КАДРЫ

ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА В МЭИ. – № 1

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ТИПОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ОБ ОТДЕЛЕ ГЛАВНОГО
ЭНЕРГЕТИКА. – № 1

ДОЛЖНОСТНАЯ ИНСТРУКЦИЯ ДЛЯ
РУКОВОДИТЕЛЕЙ ИЛИ СПЕЦИАЛИСТОВ,
ЯВЛЯЮЩИХСЯ ОТВЕТСТВЕННЫМИ ЗА
ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО. – № 1

ПЕРЕЧЕНЬ ТИПОВЫХ ОБРАЗЦОВ ДОКУМЕНТОВ
ДЛЯ ОТВЕТСТВЕННОГО ЗА ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВО
ОРГАНИЗАЦИИ. – № 1

ТИПОВОЙ ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ, УЧЕТ,
ОРГАНИЗАЦИЯ И НАДЗОР, ЭКСПЛУАТАЦИЯ
КОТОРОГО ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ СЛУЖБОЙ
ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА. – № 1

ИНСТРУКТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО
ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ. – № 1

ОБРАЗЦЫ ПРИКАЗОВ. – № 1

ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КОТЛОВ И
ЭЛЕКТРОКОТЕЛЬНЫХ. – № 2; № 3; № 4

ПОСТАНОВЛЕНИЕ «О ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЯХ
ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ
ЭНЕРГИЮ НА 2004 ГОД.» – № 5

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА «О ПРАВИЛАХ
ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
(МОЩНОСТИ) ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА». – № 6

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА «О
ЦЕНООБРАЗОВАНИИ В ОТНОШЕНИИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ». – № 6

ПРАВИЛА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И
ПРИМЕНЕНИЯ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И
ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ В РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ. – № 6

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕФОРМИРОВАНИЮ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА 2003–2005 ГОДЫ. – № 7

ПРАВИЛА РАБОТЫ С ПЕРСОНАЛОМ В
ОРГАНИЗАЦИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. – № 8; № 9

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ
О МИНИСТЕРСТВЕ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И
ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. – № 9

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ О
ФЕДЕРАЛЬНОМ АГЕНТСТВЕ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ. – № 9

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ОБ УТВЕРЖДЕНИИ СТАНДАРТОВ
РАСКРЫТИЯ ИНФОРМАЦИИ СУБЪЕКТАМИ
ОПТОВОГО И РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ. – № 9

ИНФОРМАЦИОННОЕ ПИСЬМО О ПРИМЕНЕНИИ
ВЕЛИЧИН НОРМАТИВНОГО УРОВНЯ ОТКЛОНЕНИЙ. – № 9

ПОСТАНОВЛЕНИЕ ОБ УТВЕРЖДЕНИИ
НОРМАТИВНЫХ УРОВНЕЙ ОТКЛОНЕНИЙ,
ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ РАСЧЕТЕ СТОИМОСТИ
ОТКЛОНЕНИЙ. – № 9

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ И ИСПЫТАНИЮ
СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В
ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ. – № 10; № 11; № 12

МЕТОДИКА РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ
ОБЪЕМОМ ФАКТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА
(ПОТРЕБЛЕНИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ОТ ОБЪЕМОМ ИХ
ПЛАНОВОГО ПОЧАСОВОГО ПРОИЗВОДСТВА
(ПОТРЕБЛЕНИЯ). – № 12

РАСПОРЯЖЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ ОТ 1 ОКТЯБРЯ
2004 Г. N 1257-Р (О ЛИКВИДАЦИИ ГОСУЧРЕЖДЕНИЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА, НАХОДЯЩИХСЯ В
ВЕДЕНИИ РОСТЕХНАДЗОРА). – № 12.

«РОЖДЕНИЕ СОЛНЦА ИСТИНЫ»

*«Рождение Твое, Христе Боже наш,
дало миру Свет разума;
Служащие звездам (волхвы) от звезды научились
поклоняться Тебе, Солнцу Истины,
и Тебя познать с высоты Востока.
Господи, слава Тебе!»*

Рождество Христово - великий христианский праздник, установленный в воспоминание рождения Иисуса Христа в Вифлееме. В Православной Церкви Рождество входит в число Господских двенадцатых праздников, ознаменующих (наряду с Пасхой) празднование важнейшей тайны - Боговоплощения, спасения рода человеческого и пришествия в мир Сына Божия, рожденного во плоти.

После праздника Пасхи Рождество Христово является одним из самых значительных дней литургического года и одним из главных праздников в большинстве христианских конфессий. В настоящее время почти все христиане (за исключением Армянской Церкви) празднуют его 25 декабря в соответствии с принятым в той или иной общине календарным стилем.

В большинстве приходов Русской Православной Церкви Рождество Христово празд-

нуется 7 января (по новому стилю). Этот праздник является для всех христиан символом добродетели и благочестия и напоминает нам о высоких истинах веры.

Рождение Иисуса Христа, Спасителя мира, было предсказано многими пророками. Вот как рассказывается об этом в библейской легенде (от Луки 2:1-21):

- Римский император Август приказал сделать в подчиненной ему Иудейской земле народную перепись. Для этого каждый иудей должен был идти записаться в том городе, где жили его предки. Иосиф и Мария отправились для записи в город Вифлеем, поскольку Иосиф происходил из рода Давидова.

Однако по случаю переписи в Вифлееме собралось очень много народа, и Иосиф и Мария не могли найти место в доме. Поэтому им пришлось укрыться в пещере за горо-

дом, куда пастухи загоняли скот в плохую погоду. Здесь ночью Пресвятая Дева родила Младенца, спеленала Его и положила в ясли.

В ночь Рождества Христова пастухи вифлиемские пасли свои стада в поле. Вдруг явился им ангел и сказал: «Не бойтесь! Я возвещаю вам великую радость: в эту ночь родился Спаситель мира и вот вам знак - вы найдете Младенца в пеленах, лежащего в яслях».

В это время на небе появилось много ангелов, которые славилы Бога и пели: «Слава в вышних Богу, и на земли мир, в человецех благоволение!».

Когда ангелы скрылись, пастухи стали говорить: «Пойдем в Вифлеем и посмотрим, о чем возвестил нам Господь». Они пришли в пещеру и нашли Марию, Иосифа и Младенца, лежащего в яслях. Они поклонились Ему и рассказали Иосифу и Марии, что видели и слышали от ангелов.

В эту пору привыли с востока в Иерусалим волхвы. Они принесли Спасителю дары: золото, ливан и смирну. Выбор даров, конечно, был не без внушения Божия, потому что они указывали на царскую власть, божескую честь и смертное естество Христа Богочеловека.

Все нынешние ценности и нормы цивилизованного общества, а также законность, письмо, образование, искусство создавалось под плодотворным влиянием христианства. Наше летоисчисление начинается с рождением Иисуса Христа. Влияние христианства на русскую культуру еще глубже, чем у других народов, поскольку русская история, письменность и культура фактически и начинаются с принятием христианства.

Рождество означает конец языческой культуры и начало христианской, на которой основана вся сегодняшняя цивилизация. Христианство принесло свет миру: скромность, духовность, прощение. Оно объяснило великую истину, что основными постулатами в человеческом обществе должны быть добро

и любовь, которые способствуют создающим силам.

Православный христианин должен жить по добру и стараться не грешить. Учение Христа призывает нас заниматься духовным самовоспитанием, изгонять из себя злые греховные дела, слова и мысли, совершенствоваться духовно, чтобы становиться лучше, честнее, добрее.

Зло же и грех способствуют разрушающим силам, которые приносят вред окружающим, включая и самого грешника.

Поэтому перед большими праздниками православный христианин постится. Во время поста он старается удалиться от всего греховного и приблизиться ко всему доброму и светлому. Это настроение поддерживается телесным постом - удалением от мясной и вообще животной пищи, а также и ограничением в еде. Обыкновенно во время поста исповедуются и причащаются в церкви. Таким образом, пост является временем духовного очищения в преддверии праздника.

Рождеству Христову предшествует Рождественский пост, который длится 40 дней - с 28 ноября и по 6 января (по новому календарю). День 6 января (24 декабря по старому календарю) называется Сочельником. До вечернего богослужения - это день строгого поста, когда можно есть только хлеб, воду, фрукты и т.п.

В Сочельник, около семи часов вечера начинается Рождественская всенощная (вечерняя церковная служба), которая продолжается приблизительно три часа. В навечерие Рождества совершаются Царские Часы, Всенощное бдение начинается с великого Повечерия, на котором исполняется пророческая песнь «Яко с нами Бог».

После богослужения официально начинается Рождество. При встрече люди приветствуют друг друга словами с Рождеством Христовым и благодарят тех, кто их поздравляет.

Обыкновенно на Рождество вся семья бы-

вает в церкви, а после службы приходит домой и разговляется. Перед едой, вместо обыкновенной молитвы («Отче наш»), все стоя поют «Рождественский Тропарь» и «Кондак» (молитвы в честь святого или праздника).

Строгий пост кончился, праздник уже начался, но день этот еще постный. В доме стоит богато украшенная елка, а под елкой - подарки от Деда Мороза, которые, однако, трогать еще нельзя. Все садятся за праздничный стол и ужинают. Обыкновенная еда: на закуску селедка, потом уха, рыба, картошка, салаты, водка, вино и т.п. На сладкое кутья, компот и чай или кофе. Сладкая кутья готовится из пшеницы или риса с маком, орехами и медом только раз в году - на Рождество.

Когда по каким-либо причинам семья не может идти в церковь на рождественскую Всенощную, все ждут первую звезду, с появлением которой на вечернем небе наступает праздник, и можно садиться за стол. Обыкновенно этот святой вечер посвящается семье и близким родственникам, но приглашаются и одинокие, а иногда даже и мало знакомые люди.

После ужина, все идут к елке, украшаются возле нее, и кто-нибудь из младших раздает подарки, которые достают из-под елки и вручают с поздравлениями Рождества Христова. Так оканчивается Гочельник - ночь перед Рождеством.

7 января, в первый день Рождества, в 10:00 часов утра в храмах проходят праздничные богослужения - литургия. Те, кто не смог побывать в церкви в Гочельник, обязательно приходят на литургию.

Рождество празднуется три дня - 7, 8, и 9 января. По обычаю, в первый день хозяйки жены остаются дома, а мужчины ходят по домам и поздравляют своих близких и знакомых. Столы всюду накрыты весь день, но уже скоромным (не постным). На закуску - селедка, потом суп, курица, ветчина, картошка, салаты, водка, вино и т.п. На сладкое - кутья, стрudel, торт, компот и чай или кофе.

Гости и хозяйка садятся ненадолго за

стол, потом прощаются, и гость идет к другим знакомым. Обязательно нужно посетить всех родственников, а также добрых знакомых, в особенности старших и пожилых. Подарки в этот день не приносят.

На второй день Рождества полагается, чтобы жены ходили по гостям, а мужья сидели дома, но это не практикуется. В наше время в эти святые дни многие семьи сговариваются и ходят в гости друг к другу. В прошлом и дети ходили с самодельной звездой по домам колядовать и пели колядки - молитвенные песни в честь Рождества.

В западных странах Рождество празднуется 25 декабря. Этот день всюду является семейным праздником, и поэтому все стремятся поздравить своих родных и близких. К сожалению, западные христиане утратили понятие о соблюдении поста, как духовной подготовке к святым рождественским праздникам, и поэтому в период до праздника устраивают громкие приемы и распродажи.

Рождество Христово празднуется во всем мире и почти во всех странах, и является нам напоминанием о том, что христианское учение является основой всей нашей цивилизации.

Иисус, ничего не заняв от мира в Своем рождении, не хотел и ему показать ничего собственного. Он скрыл неизмеримую вечность Свою за днем Своего рождения; престолом Царя царствующих соделались ясли, утварью - пелены, первыми слугами царствия - пастыри стада; Божия сила и Божия премудрость сокрыты в немощах младенчества.

Что же при виде такого смирения должно чувствовать сердце, желающее быть подобным образу Иисуса?

Сила ума, величие духа, знаменитость дел, преимущества знаний! Смирение и отвержение себя есть основание в нас Храма Бго. Кто более углубляет его, тот выше и безопаснее созиждет.

Из поучений отцов Церкви

